

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y FLUIDOS

DISEÑO DE UNA ESTRUCTURA FLOTANTE PARA UN AEROGENERADOR OFFSHORE

- AUTOR -

CARLOS SERRANO MORÁN

- TUTOR -

Dr. SERGIO SÁNCHEZ DELGADO

Junio de 2015

Para mis padres, mis hermanas, Cecilia, Iker y Álvaro

RESUMEN

El presente proyecto consiste en diseñar una estructura que otorgue flotabilidad a un aerogenerador *offshore*. Para tal efecto se realiza un análisis por medio de un *software* de elementos finitos que evalúa el comportamiento en el mar. La localización de la turbina eólica se sitúa en las costas gallegas, como consecuencia de un estudio en el que se tienen en cuenta la potencia que se genera, la profundidad y la distancia a la costa entre otros factores.

Para conseguir la estabilidad deseada se opta por utilizar una plataforma TLP con lastre de hormigón, consiguiendo así bajar el centro de gravedad y dotar al soporte de un momento recuperador que tarde poco tiempo en conseguir la posición inicial. Para determinar que el modelo cumple con la estabilidad requerida para este tipo de estructuras se estudian los movimientos de la estructura ante cargas de viento y olas y se comparan con otros proyectos.

En el capítulo correspondiente al análisis estructural se siguen los pasos realizados por varios autores que han estudiado con anterioridad la estabilidad de la estructura ante cargas dinámicas producidas por el mar. Un comportamiento estable del modelo se consigue con unos refuerzos anulares y verticales, además de la utilización de mamparos, que se utilizan como componente de seguridad ante posibles fugas. Los materiales que se han utilizado son chapas de acero de 35 mm y hormigón.

ABSTRACT

The aim of this project is to design a structure that gives buoyancy to an offshore wind turbine. For this purpose, an analysis is performed using a finite element software which evaluates the behavior at sea. The situation of the wind turbine is located on the Galician coast as a result of a study that takes into account the power that is generated, the depth and the distance from the coast among other factors.

To achieve the desired stability is used a TLP platform with concrete ballast, getting a lower center of gravity and providing the support of a restoring moment which take little time to get the starting position. To determine that the model gathers the required stability for this type of structure the movements of the structure loads of wind and waves are studied and compared with other projects.

In the chapter of structural analysis are described the steps that several authors have followed. This authors have previously studied the stability of the structure under dynamic loads produced by the sea. A stable behavior model is achieved with annular and vertical reinforcements, besides the use of bulkheads which are used as components of security against possible leakage. Materials that have been used are steel plates of 35 mm and concrete.

Índice

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.	Motivación	1
1.2.	Objetivos	2
1.3.	Estructura del proyecto	2
2	ESTADO DEL ARTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	4
2.1	Energías renovables	4
2.2	Principales sectores de energías renovables.....	6
2.2.1.	Sector biomasa	6
2.2.2.	Sector hidroeléctrico	7
2.2.3.	Sector solar térmica.....	7
2.2.4.	Sector solar fotovoltaico	7
2.3.	Energía eólica.....	8
2.3.1.	Evolución de la energía eólica	8
2.3.2.	Estado actual de la energía eólica por continentes.....	9
2.3.2.1.	Europa	9
2.3.2.2.	Asia	10
2.3.2.3.	América.....	10
2.3.2.4.	Oceanía	11
2.3.2.5.	África	11
2.3.3.	Energía eólica onshore y offshore.....	11
3	ENERGÍA EÓLICA MARINA.....	13
3.1.	El viento.....	13
3.1.1.	Diferencia del viento en tierra y en el mar	15
3.1.2.	Predicción del viento.....	17
3.2.	Estructuras fijas.....	18
3.3.	Estructuras flotantes.....	20
3.3.1.	Aerogenerador marino	20

3.3.2.	Estructuras flotantes	22
3.3.2.	Cables (<i>mooring lines</i>)	25
4	HIDROMECÁNICA OFFSHORE.....	26
4.1.	Cargas estáticas que afectan a estructuras sumergidas	26
4.1.1.	Presión hidrostática	26
4.1.2.	Principio de Arquímedes.....	26
4.1.3.	Cargas internas.....	27
4.1.2.	Pandeo en estructuras sumergidas.....	28
4.2.	Estabilidad estática de flotación.....	29
4.2.1.	Equilibrio	29
4.2.2.	El metacentro	31
4.2.3.	La curva de estabilidad	32
4.3.	Efectos de las olas en las estructuras marinas.....	33
4.3.1.	Análisis de ondas regulares.....	34
4.3.2.	Análisis de ondas irregulares	35
4.3.3.	Cargas debidas a las olas en estructuras cilíndricas esbeltas	36
4.4.	Cargas debidas al viento	36
4.5.	Sistema de amarre	36
4.5.1.	Cables en catenaria.....	36
4.5.2.	Cables tensionados diagonalmente (Taut mooring lines system)	36
4.5.3.	Cables tensionados verticalmente	36
5	CARACTERIZACIÓN DEL MODELO.....	43
5.1.	Localización.....	43
5.2.	Elección de estructura y dimensionamiento.....	46
5.2.1.	Comparativa de modelos.....	46
5.2.2.	Dimensionamiento	47
5.3.	Elección de las líneas de anclaje	53
5.4.	Condiciones ambientales: oleaje	55
5.5.	Condiciones ambientales: viento	56
6	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO EN EL MAR.....	58
6.1.	Estudio de la malla.....	58

6.2.	Movimientos del soporte.....	60
6.2.1.	Surge	60
6.2.2.	Heave	60
6.2.3.	Pitch	61
6.2.	Influencia del oleaje y los cables en el soporte	62
7	ANÁLISIS ESTRUCTURAL.....	64
7.1.	Composición de la estructura TLP.....	64
7.1.1.	Diseño estructural de la parte metálica	64
7.1.2.	Diseño estructural de los pontones.....	66
7.1.2.1.	Caracterización del modelo.....	68
8	CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	70
8.1.	Conclusiones.....	70
8.2.	Trabajos futuros	70
9	REFERENCIAS.....	71
10	ANEXO.....	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Evolución de las fuentes de energía en España.....	6
Figura 2.2a y 2.2b evolución de la generación eólica.....	8
Figura 2.3. Potencia instalada en 2014 por los países de la UE.....	9
Figura 2.4. Estimación del crecimiento en China.....	10
Figura 2.4. Crecimiento mundial de la energía eólica offshore.....	12
Figura 3.1. Representación de las corrientes de aire en la Tierra.....	14
Figura 3.2. Diferentes perfiles de viento según localización.....	15
Figura 3.4. Representación del viento a tiempo real a diferentes presiones (1000, 850, 500 y 250 hPa).....	16
Figura 3.5. Rosa de los vientos de Brest.....	17
Figura 3.6. Esquema de una base monopilar.....	18
Figura 3.7. Comparación entre la unión tradicional y la cónica.....	19
Figura 3.8. Representación esquemática de una base de apoyo por gravedad.....	19
Figura 3.9. Esquema de una turbina eólica flotante.....	20
Figura 3.10. Representación de los componentes de un aerogenerador.....	21
Figura 3.11. Representación de la estructura ‘tri-floater’.....	22
Figura 3.12. Estructura TLP.....	23
Figura 3.13. Estructura tipo Spar.....	24
Figura 3.14. Estructura estabilizada por flotación.....	24
Figura 3.15. Pasos para la instalación de un ancla por succión.....	25
Figura 4.1. Representación de las distribuciones de fuerzas.....	28
Figura 4.2. Centro de gravedad y de flotabilidad.....	29
Figura 4.3. Momento actuando sobre un objeto sumergido.....	31
Figura 4.4. (a): la estructura es estable, se genera un momento antihorario que provoca la recuperación. (b): en este caso el momento es horario y favorece el vuelco.....	32
Figura 4.5. Ubicación del metacentro.....	32
Figura 4.6. Representación de una curva GZ. (a) Máximo valor de GZ. (b) Ángulo de vuelco. (c) Rango de estabilidad negativa.....	33
Figura 4.7. Ola representada como onda regular.....	34
Figura 4.8. Definición de densidad espectral.....	36

Figura 4.9. Comparación de los modelos Pierson-Moskowitz y JONSWAP.....	37
Figura 4.10. Esquema de las características de un cable en catenaria.....	39
Figura 4.11. Desplazamientos de la plataforma TLP debido al viento y las olas.....	41
Figura 5.1. Comparativa de la batimetría de las costas españolas con las europeas.....	43
Figura 5.2. Áreas eólicas marinas y puntos estudiados.....	44
Figura 5.3. Comparativa de los emplazamientos.....	45
Figura 5.4. Comparativa de modelos.....	47
Figura 5.5. Representación esquemática del Nacelle.....	48
Figura 5.6. Esquema de la estructura TLP SeaStar.....	49
Figura 5.7. Cambio de diámetro D_1 a D_2	50
Figura 5.8. Diseño del modelo TLP.....	51
Figura 5.9. Representación de los 6 grados de libertad en estructuras marinas.....	53
Figura 5.10. Importancia de los grados de libertad.....	55
Figura 6.1. Dominio computacional del análisis. En gris la zona más cercana a la estructura, que requiere de un mallado más fino.....	57
Figura 6.2. (a): tamaño de los puntos. (b): tamaño de las líneas. (c): tamaño de las superficies.....	58
Figura 6.3. (a): tamaño de las líneas. (b): tamaño de las superficies.....	59
Figura 6.4. Dominio computacional mallado.....	59
Figura 6.5. Representación del Surge.....	60
Figura 6.6. Representación del Heave.....	60
Figura 6.7. Representación del Heave estabilizado.....	61
Figura 6.8. Representación del Pitch.....	61
Figura 6.9. Olas incidentes (a) $t=30$ s; (b) $t=80$ s; (c) $t=148$ s; (d) $t=225$ s.....	62
Figura 6.10. deformación soporte TLP (a) $t=30$ s; (b) $t=80$ s; (c) $t=148$ s; (d) $t=225$ s.....	63
Figura 7.1. Mamparos de un barco.....	65
Figura 7.2. Representación de los refuerzos de la TLP.....	65
Figura 7.3. Representación de los esfuerzos en una estructura TLP.....	66
Figura 7.4. Estructura TLP para la extracción de petróleo.....	67
Figura 7.5. Refuerzos en los pontones.....	67
Figura 7.6. Detalle de los pontones.....	68
Figura 7.7. Presión a la que está sometida la estructura TL.....	69

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Sectores y sistemas de energías renovables.....	5
Tabla 2.2. Ventajas e inconvenientes de la biomasa.....	6
Tabla 2.3. Ventajas e inconvenientes de la energía hidroeléctrica.....	7
Tabla 2.4. Ventajas e inconvenientes de la energía solar térmica.....	7
Tabla 2.5. Ventajas e inconvenientes de la energía solar térmica.....	7
Tabla 3.1. Dirección de los vientos globales.....	17
Tabla 4.1. Ecuaciones que caracterizan el oleaje.....	35
Tabla 4.2. Coeficientes de drag e inercia para diferentes números de Reynolds y Keulegan Carpenter.....	38
Tabla 5.1. Condicionantes para la elección del emplazamiento.....	43
Tabla 5.2. Estudio para el emplazamiento.....	44
Tabla 5.3. Características del modelo.....	51
Tabla 5.4. Momentos de inercia locales y globales.....	52
Tabla 5.5. Productos de inercia.....	52
Tabla 5.6. Propiedades de los cables de acero.....	54
Tabla 5.7. Condiciones del oleaje.....	55
Tabla 5.8. Resumen fuerzas y momentos en la base de la torre.....	56
Tabla 7.1. Tensiones sufridas por los cables.....	68

Capítulo 1: Introducción

1.1. MOTIVACIÓN

El consumo de energía en España y en el mundo está en pleno crecimiento, en gran medida promovido por la industrialización de grandes países en vías de desarrollo como Brasil o India. Como consecuencia de esto, el consumo de electricidad también se ha visto incrementado y las formas tradicionales de generación energética no satisfacen, o no satisfarán, a una población en aumento más concienciada con la protección del medio ambiente y la reducción de la huella de carbono. Si a esto se le añaden las legislaciones promovidas por los diferentes gobiernos, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) es prueba de ello, a la que están adherida casi doscientos países; junto con la escasez que se producirá de algunas materias primas para la producción de energía tradicional, es lógico el cambio hacia un nuevo modelo en el que las renovables sean las fuentes de producción de energía que abastezcan a la población.

Una de las tecnologías más desarrolladas y por las que más se está apostando es la energía eólica, con gran importancia en países industrializados como China, Alemania o Estados Unidos y en creciente desarrollo en países como Brasil o India. Los estudios realizados sobre la previsión de la energía eólica la sitúan en un crecimiento global, solo estancada en algunos países que han instalado grandes cantidades de aerogeneradores a lo largo de estos años.

El principal problema de la energía eólica tal y como se entiende hoy en día se encuentra en el crecimiento de las zonas urbanizadas, de esta forma los emplazamientos para la localización de las turbinas eólicas se reduce. La contaminación visual también juega un papel importante en el rechazo a esta tecnología. Una solución lógica a este problema es realizar las nuevas instalaciones lejos de los núcleos urbanos y zonas sensibles a ser afectadas por la inclusión de estos aerogeneradores. Para ello, en el presente proyecto se propone un procedimiento para remediar este problema, realizar las nuevas instalaciones de turbinas eólicas en el mar que, además de corregir las contrariedades antes descritas tiene la ventaja de una generación mayor de energía. Se ha elegido esta solución en lugar de otras como podrían ser los aerogeneradores sin palas que aprovechan la vorticidad porque estos no se encuentran en un estado de desarrollo tal para poder llevar a cabo el proyecto.

Realizar construcciones de parques eólicos en el mar no es algo nuevo, pues la primera turbina se instaló en 1992, pero todas estas instalaciones se realizaban fijándolas al lecho marino, por tanto el coste de la obra, así como la profundidad a la que podían ser instaladas condicionaban mucho la creación de los parques eólicos marinos. El diseño de una estructura flotante, que sea capaz de dar estabilidad a un aerogenerador, es primordial para que puedan proliferar dichos parques, además que el condicionante de la profundidad no sería tan relevante y, países con costas profundas como puede ser España podría adoptar este tipo de medidas.

1.2. OBJETIVOS

El objetivo del proyecto es el diseño de una estructura TLP que ofrezca la estabilidad, tanto en el comportamiento en el mar como estructural, para ofrecer flotabilidad a un aerogenerador *offshore* en las costas gallegas.

Previo al diseño se otorgará al lector los conocimientos físicos necesarios para la comprensión de los resultados obtenidos. Además de esto, se explicarán los condicionantes que han llevado a la utilización del tipo de estructura elegida (TLP), así como la ubicación de la misma y las limitaciones realizadas a lo largo del trabajo.

Para justificar que el diseño realizado es correcto se realizarán dos análisis diferentes: uno de comportamiento en el mar, cuyos resultados se compararán con los obtenidos en otros proyectos y estudios del mismo tipo y otro de estabilidad estructural, donde la exactitud de los datos obtenidos será la determinada por la normativa DNV, en la medida que dicha normativa pueda ser aplicada.

Las herramientas que se utilizarán para el diseño de la estructura son:

- Análisis del comportamiento en el mar: *SeaFEM*.
- Programa de CAD: *Catia V5*.
- Potencia suministrada por el aerogenerador, curva de potencia: *WAsP turbine editor*.
- Potencia suministrada por el aerogenerador, dependencia de la localización: aplicativo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

1.3. ESTRUCTURA DEL PROYECTO

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

Se detalla la necesidad de este tipo de proyecto; los objetivos que se tienen que cumplir para que la solución sea la correcta y las herramientas utilizadas para llevar a cabo dicho trabajo.

CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Se ofrece una visión general de las energías renovables, ventajas e inconvenientes de las más relevantes, centrándose en la energía eólica, su evolución a lo largo de los años y la predicción del comportamiento del mercado en los principales países y en los cinco continentes.

CAPÍTULO 3: ENERGÍA EÓLICA MARINA

La diferenciación entre la energía eólica marina y la terrestre se tiene en cuenta en este capítulo. También se estudia el viento, la energía que dispone y la predicción del mismo. Se centra en la energía eólica *offshore* y su diferenciación entre las estructuras fijas al lecho marino y las flotantes, así como los principales tipos de cada una de ellas.

CAPÍTULO 4: HIDROMECAÁNICA OFFSHORE

Se analiza las ecuaciones que rigen el comportamiento de las estructuras en el mar, tanto las cargas estáticas que sufren, presión hidrostática o fuerza de empuje, como las dinámicas producidas por el viento

y las olas. Además de esto se estudia la estabilidad de los objetos que se encuentran sumergidos total o parcialmente en un fluido.

CAPÍTULO 5: CARACTERIZACIÓN DEL MODELO

Para el análisis de la estructura en el mar es necesario realizar un pre-proceso, en este capítulo se detallan las propiedades que caracterizan al modelo, tales como la ubicación, el espectro de olas elegido y sus características; el tipo de soporte elegido con el despliegue de masas y momentos de inercia que tiene cada parte del conjunto y las cargas que sufre.

CAPÍTULO 6: ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO EN EL MAR

Se realiza la simulación del modelo en alta mar. Para ello se estudia el análisis de la malla utilizada, los movimientos del soporte y la influencia de las olas en la presión dinámica que sufre el mismo.

CAPÍTULO 7: ANÁLISIS ESTRUCTURAL

Se estudian los materiales de los que está compuesta la estructura, el porqué de la utilización de los mismos y el pre-proceso para realizar la simulación de los pontones.

CAPÍTULO 8: TRABAJOS FUTUROS Y CONCLUSIONES

Se proponen las líneas de investigación para trabajos futuros y se ofrecen las conclusiones de todo el trabajo.

CAPÍTULO 9: REFERENCIAS

Se detalla toda la bibliografía utilizada a lo largo del proyecto, para que pueda ser consultada en aras de ampliar la información o contrastar datos.

Capítulo 2: Estado del arte de las energías renovables

2.1 ENERGÍAS RENOVABLES

La producción mundial de energía ha ido aumentando a lo largo de los años, [1] para satisfacer la demanda de los consumidores se instalan más fuentes de energías, diferenciadas en no renovables y renovables.

Se entiende por energías no renovables a aquellas que provienen de recursos limitados que, una vez agotados no podrán sustituirse. Por tanto, si el consumo de energía sigue aumentando como lo ha hecho hasta ahora, las reservas de combustibles fósiles o nucleares pueden verse afectadas. Además estas fuentes no renovables tienen asociadas una contaminación que, en el caso de los combustibles fósiles, es la emisión de gases contaminantes a la atmósfera. Según la 'International Energy Agency' (IEA) la emisión de CO₂ provenientes de la combustión de combustibles fósiles se ha incrementado en un 51.3% de 2012 a 1990 [2].

Las energías renovables son aquellas fuentes de energías que permanecen inagotables en el horizonte temporal, bien por la gran cantidad de energía que contienen dichas fuentes o por la posibilidad de que se regeneren por medios naturales [3]. Dichas energías no están exentas de contaminación y tales como la biomasa o los biocarburantes emiten dióxido de carbono.

Las tecnologías renovables se clasifican en once sectores y veintidós sistemas de energías renovables [4] que se recogen en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Sectores y sistemas de energías renovables (Fuente IDAE)

Sector biocarburantes	Bioetanol
	Biodiesel
Sector biomasa	Gasificación
	Combustión directa
	Co-combustión
Sector biogás	Biogás
Sector residuos	Biogás RSU vertedero
	Incineración y Co-inc.
	Gasificación RSU
Sector energías del mar	Undimotriz
	Corrientes
Sector eólico	Eólico terrestre
	Eólico marino
Sector geotérmica y otras energías	Generación eléctrica
	Climatización geotérmica
Sector hidroeléctrico	Minihidráulica
Sector solar fotovoltaico	Fotovoltaica
Sector solar térmica	Solar térmica
Sector solar termoeléctrico	Cilindro parabólica

Receptor central
Colectores lineales Fresnel
Discos parabólicos Stirling

Tabla 2.1. Sectores y sistemas de energías renovables (Fuente IDAE)

No todos estos sectores han tenido un crecimiento igual, pero sí se observa un aumento de las energías renovables. Tomando los datos de EUROSTAT [5] a nivel europeo, se observa que se ha producido un 6.5% más en el año 2013 respecto al 2012; liderando la producción los biocombustibles sólidos, seguidos del sector hidráulico y el eólico respectivamente.

En España la situación cambia ligeramente, aunque la producción de biocombustibles sólidos sigue siendo la principal fuente generadora (de las renovables), no tiene un margen tan grande como en el conjunto europeo frente a la segunda, la eólica y la hidráulica. Además estos datos sitúan a España como la máxima productora de energía eólica a nivel europeo y segunda en potencia instalada [6].

Con todos estos datos y los recogidos en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) [7] se puede presuponer un horizonte donde las energías renovables aumenten su importancia en detrimento de las no renovables. De todas formas, este es un plan a largo plazo, ya que las energías base siguen siendo la nuclear y el carbón [8]. El crecimiento también vendrá condicionado por los retos señalados por la Unión Europea; que son: la necesidad de avanzar de forma coordinada en la liberalización de los mercados, garantizar el suministro, desarrollar infraestructuras de interconexión y reducir las emisiones contaminantes [4]. Además España tiene que hacer frente a sus propios retos, que resumidos son los siguientes:

- Un consumo energético por unidad de PIB más elevado.
- Elevada dependencia energética.
- Elevadas emisiones de gases de efecto invernadero.

Para afrontar estos retos España y la mayoría de los países desarrollados han optado por seguir una política orientada a la liberalización y el fomento de la transparencia de los mercados, el desarrollo de nuevas infraestructuras y promover las energías renovables así como la eficiencia energética. Además para impulsar más el desarrollo de las energías renovables la Ley 2/2011 del 4 de marzo de Economía Sostenible establece que dichas energías deben estar presentes para garantizar la sostenibilidad.

El crecimiento de las energías renovables en España se observa en la figura 2.1. Los datos son estimaciones de cómo variará el consumo de energía dependiendo del sector.

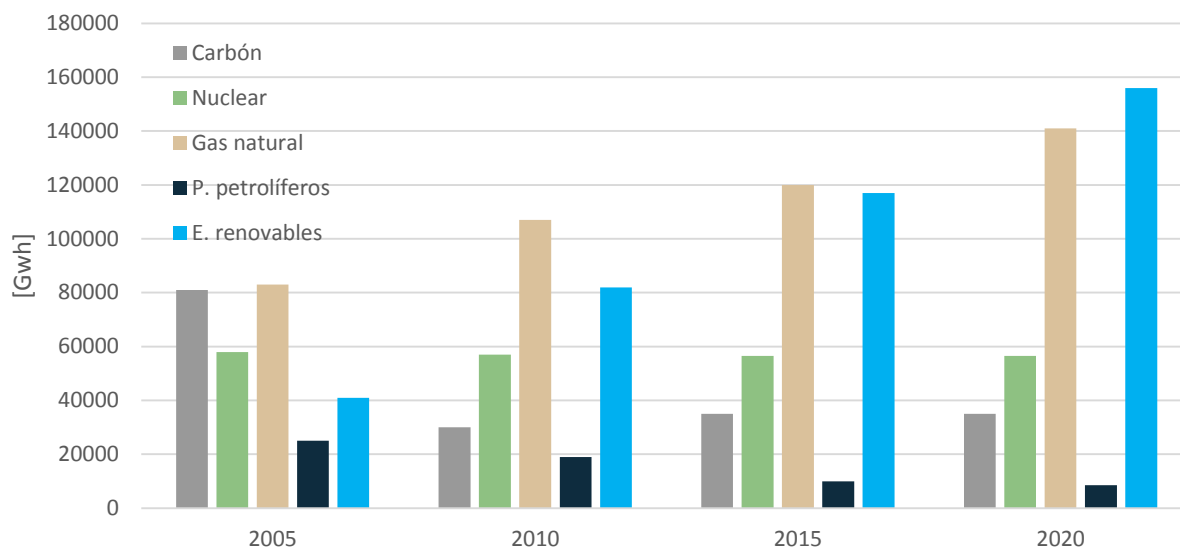


Figura 2.1. Evolución de las fuentes de energía en España (Fuente: PER)

2.2 PRINCIPALES SECTORES DE ENERGÍAS RENOVABLES

Como se ha mencionado con anterioridad existen once sectores correspondientes al campo de energías renovables, que a su vez se subdividen en veintidós sistemas de energías renovables. El presente proyecto no hace hincapié en dichos sistemas, pero sí trata de dar una visión general de los más relevantes en lo que a producción de energía se refiere; en esta sección no se explica la energía eólica, ya que se detalla con más profundidad en apartados posteriores.

2.2.1. SECTOR BIOMASA

La biomasa es, según la Real Academia Española: “*Materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía*”.

Es un sector con una gran importancia a nivel mundial ya que, es la fuente de energía renovable más grande, contribuyendo con un 10% de la producción de energía primaria [9]. Las ventajas y los inconvenientes de la biomasa se recogen en la tabla 2.2.

Ventajas	Inconvenientes
Gestionable para cubrir picos de demanda	Tiene una densidad energética menor que la de los combustibles fósiles
Puede producir energía térmica o eléctrica	Mayor volumen que los combustibles fósiles (mayor espacio para almacenar)
Disminuye las emisiones de gases que contribuyen al efecto invernadero	Mayores costes de producción que los combustibles fósiles

Tabla 2.2. Ventajas e inconvenientes de la biomasa

2.2.2. SECTOR HIDROELÉCTRICO

La energía hidroeléctrica es aquella que aprovecha la energía potencial del agua, convirtiéndola primero en energía mecánica y luego en eléctrica. Según el aprovechamiento hidroeléctrico se diferencia dos tipos básicos: las centrales de agua fluyente y las centrales de pie de presa.

Es la fuente de energía más utilizada para la producción de electricidad, aportando, aproximadamente, un 16% de toda la producción mundial [10]. Las ventajas e inconvenientes del sector hidroeléctrico se recogen en la tabla 2.3.

Ventajas	Inconvenientes
Costes de explotación y mantenimiento relativamente bajos	Fluctuación de la disponibilidad en función del año y la estación
Pueden estar operativas muchos años	La localización del emplazamiento puede suponer la creación de un sistema de transmisión de la electricidad
No produce emisión de CO ₂ directa	Larga duración de la construcción

Tabla 2.3. Ventajas e inconvenientes de la energía hidroeléctrica

2.2.3. SECTOR SOLAR TÉRMICA

El sector solar térmico se encarga de aprovechar el calor que irradia el sol mediante el uso de paneles solares térmicos. Su uso está extendido al calentamiento de agua sanitaria y el empleo en suelo radiante, debido a su funcionamiento que consiste en calentar un fluido (comúnmente agua), que pasa por un tubo a través de los paneles, por medio de la energía del sol [11].

El agua calentada, suele estar entre los 40° y 50°, [12]. Las ventajas e inconvenientes de la energía solar térmica se recogen en la tabla 2.4.

Ventajas	Inconvenientes
Fácilmente amortizable	Fluctuación de la disponibilidad en función del año y la estación
Se puede instalar en terrazas de edificios, evitando usar espacios adicionales	Necesaria una gran inersión inicial
Muy recomendable en zonas donde no llega el tendido eléctrico	Para gran número de personas se necesita una gran extensión

Tabla 2.4. Ventajas e inconvenientes de la energía solar térmica

2.2.4. SECTOR SOLAR FOTOVOLTAICO

Se trata de transformar la radiación del sol en electricidad. Consiste en producir una diferencia de potencial en un material semiconductor, excitando los electrones por medio de la radiación solar ya mencionada. En la tabla 2.5. se encuentran las ventajas y los inconvenientes.

Ventajas	Inconvenientes
Montaje modular que permite abarcar grandes y pequeñas extensiones	Fluctuación de la disponibilidad en función del año y la estación
Mantenimiento sencillo	Necesaria una gran inersión inicial
Muy recomendable en zonas donde no llega el tendido eléctrico	Fuente de energía difusa

Tabla 2.5. Ventajas e inconvenientes de la energía solar térmica

2.3. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es aquella que aprovecha la energía que tiene el propio viento para transformarla en formas útiles de energía para las actividades humanas. Generalmente se utiliza para la producción de electricidad por medio de aerogeneradores, ya sean *onshore* (en tierra) u *offshore* (en mar).

2.3.1. EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

Es una de las fuentes de energía más antiguas de las que se tiene constancia, casi todos los investigadores se ponen de acuerdo en fechar el 3000 a.C. el primer uso del viento como energía, en los veleros de Egipto.

Hasta el siglo VII no aparecen los primeros molinos, encargados de moler el grano o bombear agua. Eran molinos verticales, bastantes rudimentarios y no muy potentes. Con la revolución industrial el uso del viento como energía pierde sentido y no será hasta el siglo XIX cuando William Thompson unió un generador eléctrico a una maquina capaz de aprovechar el viento, siendo este modelo el precursor del primer aerogenerador (1888), creado a partir de la invención de la dinamo (1850) [13].

A pesar de que la base de la energía eólica ya estaba creada no supuso una repercusión hasta la década de los 70, debida a la crisis del petróleo, que provocó la investigación de nuevas formas de generación de energía. De esta forma los primeros aerogeneradores comerciales produjeron en 1980 55 kW. Los avances en las investigaciones unidos al rechazo popular de la energía nuclear contribuyeron a la consolidación de la energía eólica como un recurso viable para la producción de energía.

La evolución que ha tenido la energía eólica se puede observar en la figura 2.2a, mostrando un crecimiento exponencial, que no ha decaído en la actualidad, figura 2.2b

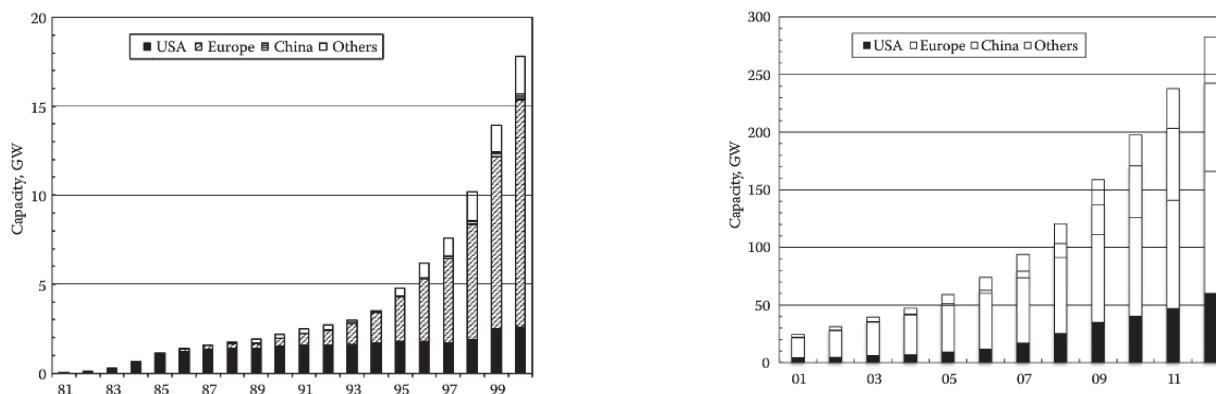


Figura 2.2a y 2.2b evolución de la generación eólica [14]

Con el crecimiento de la demanda de energía por parte de los consumidores se buscan nuevas formas de producir energía a través del viento, mejorando las ya existentes y probando nuevos horizontes como la energía eólica marina u *offshore*.

2.3.2. ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA POR CONTINENTES

En estos datos se tiene en cuenta la energía eólica *offshore* y *onshore* sin hacer distinción, posteriormente se hablará de ambas, explicando sus ventajas e inconvenientes, haciendo especial mención a la marina siendo esta el tema del proyecto.

2.3.2.1. Europa

Según datos de la *Global Wind Energy Council (2013)* [6], Europa es el continente con más potencia eólica instalada, 121.5 MW a final de 2013, liderado por Alemania y España (34250 MW y 22959 MW respectivamente). Cabe destacar que según los nuevos datos de *The European Wind Energy Association (EWEA)* [14], que ya ha publicado sus estadísticas de 2014, Alemania instaló en ese año 5279 MW, aumentando su potencia hasta los 39165 MW, muy superior a la potencia instalada por los españoles que, en 2014, fue de 27.5 MW.

La potencia instalada por los distintos países miembros de la Unión Europea se muestra en la figura 2.3. En dicha figura se puede observar que Alemania sigue manteniendo su posición dominante y que Reino Unido apuesta fuerte por esta tecnología. España a pesar de ser uno de los mayores productores de energía eólica del mundo [6] no ha mantenido el ritmo de instalación de aerogeneradores. Esto se debe a la inseguridad jurídica introducida por la Reforma Energética [15] que pone en duda que España pueda cumplir los objetivos dictados por la UE en materia de abastecimiento de energía por medio de renovables; según la Asociación Empresarial Eólica (AEE) se deberían instalar entre 4500 MW y 6500 MW en seis años.

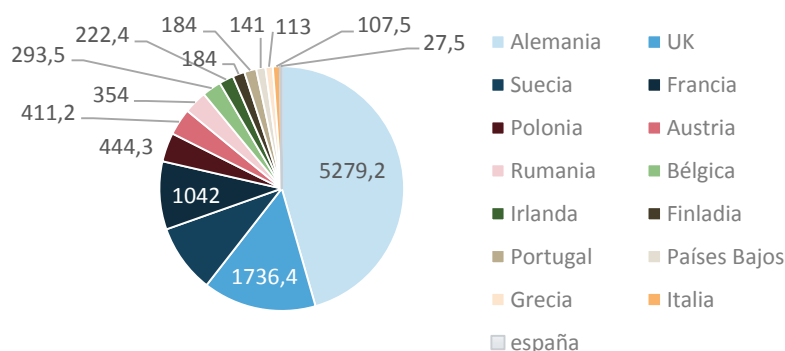


Figura 2.3. Potencia instalada en 2014 por los países de la UE (Fuente: EWEA)

A pesar de la caída en la instalación de aerogeneradores por algunos países que eran promotores de la energía eólica, como el caso de España, Italia o Francia, que tuvieron una caída del 84%, 65%, 24% respectivamente de 2012 a 2013, ha sido la fuente de energía que más crecimiento ha tenido en 2014. Según la EWEA, acaparando el 43.7% de las nuevas instalaciones, por encima de la solar fotovoltaica, 29.7% o el carbón, 12.3%. Con estos datos se ve el compromiso de Europa con las energías renovables, siendo el 79.1% de las nuevas instalaciones de este tipo.

2.3.2.2. Asia

En Asia se encuentra el mayor productor de energía eólica del mundo, China, con una potencia instalada de 91.4 GW [16]. Además es el segundo continente con más potencia eólica instalada: 115927 MW y según las previsiones de *Global Wind Energy Council* serán los mayores productores del mundo, adelantando a Europa. Según se puede ver en la figura 2.4 las estimaciones de crecimiento de China la sitúan aún más líder del mercado de lo que ya es.

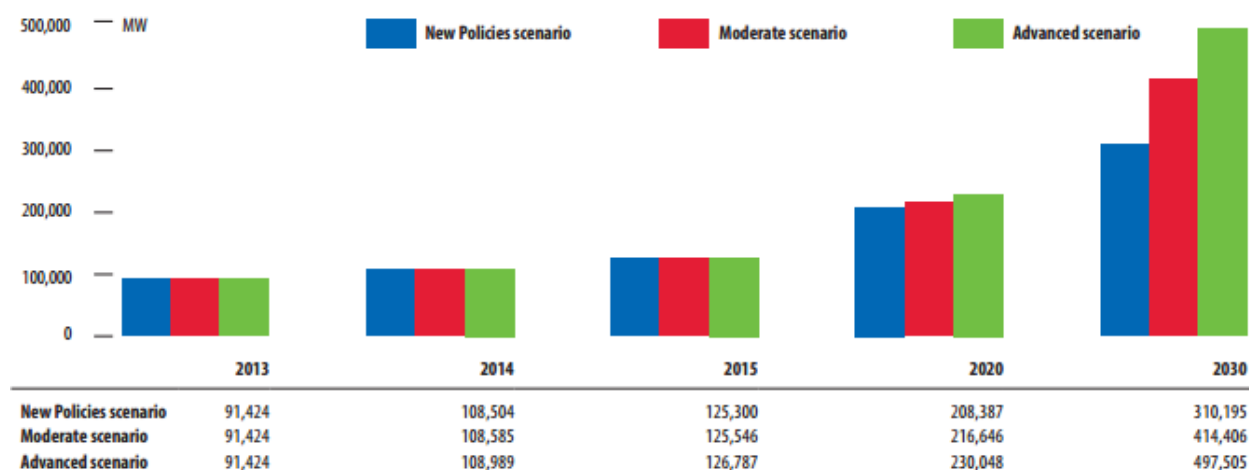


Figura 2.4. Estimación del crecimiento en China (Fuente: GWEC)

Otro de los países que mantiene una apuesta fuerte por la energía eólica es India. Con 22000 MW instalados a final de 2014, este país se coloca en un nivel similar al de España, pero con una proyección mucho mayor [17], ya que en el escenario más desfavorable duplicaría su producción en cinco años, con una potencia instalada de 47000 MW. Como se explicó anteriormente, la AEE no cree posible que España instale entre 4500 MW y 6500 MW en seis años, mucho menos duplicar la producción. También se debe señalar que los escenarios son diferentes, India es un país en vías de desarrollo, con una población y demanda de consumo mucho mayor que la de España, por tanto, es lógico que la energía que produzcan sea mayor.

2.3.2.3. América

En América, el único país con relevancia actualmente en el ámbito de la energía eólica es Estados Unidos, siendo el segundo país con más potencia eólica instalada, detrás de China [17]. Tiene instalados 61000 MW muy lejos están Canadá y Brasil (7800 MW y 3400 MW respectivamente).

Para hablar de crecimiento se debe separar América del Norte de América del Sur. Mientras que los primeros, al igual que ocurre con los países que tradicionalmente han apostado por esta tecnología (España, Italia o Francia), han disminuido su ritmo de instalación de aerogeneradores drásticamente, a excepción de Canadá, que en 2013 se convirtió en el quinto mercado en nuevas instalaciones.

Por otro lado, están los países de América del Sur que, aunque no representan un porcentaje alto a nivel global están en crecimiento, siendo Brasil el principal promotor, con el 72% de todo el mercado latinoamericano.

2.3.2.4. Oceanía

No contribuye con mucha potencia al total de energía eólica instalada, debido a que solo tienen 3874 MW entre todos los países. A la cabeza se sitúa Australia (3239 MW) y muy por detrás Nueva Zelanda (623 MW), entre estos dos países se reparten la práctica totalidad de energía eólica instalada en el continente. Además no parece que los datos vayan a mejorar, estimándose 8.9 GW para 2018 [17].

2.3.2.5. África

Al igual que ocurre con Oceanía, África no está entre los máximos productores de energía eólica del mundo, 1.3 GW. Egipto es el país que más potencia instalada tiene, con 550 MW. Aun así las previsiones para 2018 la sitúan un paso por delante de Oceanía con 14.3 GW [17].

2.3.3. ENERGÍA EÓLICA ONSHORE Y OFFSHORE

Al hablar de energía eólica se diferencian dos sectores, *onshore* o terrestre y *offshore* o marino, dependiendo de dónde se encuentre el emplazamiento. Tradicionalmente se ha asociado la generación de energía eólica a zonas *onshore*, pero con el aumento de la demanda se necesitaban aerogeneradores más potentes y, como el viento en el mar es más continuo y veloz, debido a que no hay cambios bruscos en la geografía, se inició una investigación para producir energía eólica en el mar. La primera turbina eólica data de 1991 en Dinamarca [18]

2.3.3.1. Energía eólica onshore

Se conoce energía eólica *onshore* a la que se produce en tierra firme. Tiene ventajas respecto a la marina debido a los costes asociados a esta última, además de la dificultad de realizar construcciones en el mar.

Actualmente la energía eólica que se produce en todo el mundo es mayoritariamente *onshore* [16], aproximadamente un 97.65% del total, debido a que ni se disponían los medios, ni se era consciente de la necesidad de las energías renovables, ni la demanda energética era tan grande como para promover la investigación de otro tipo de turbinas.

Con un porcentaje tan elevado de energía eólica *onshore* a nivel global, los datos que se han estado mostrando hasta ahora, que mostraban el conjunto de la terrestre con la marina, pueden ser considerados, sin un error muy grande (menor al 3%) como indicadores del mercado de la energía *onshore*.

2.3.3.2. Energía eólica offshore

La energía eólica *offshore* es aquella que se produce en el mar. La principal ventaja sobre la *onshore* es el aprovechamiento del viento en el mar que, como se verá en el capítulo 3, sección 3.1, es más constante y veloz a menor altura, por lo tanto la energía de la que dispone es mayor.

Es un mercado que se encuentra dominado por Europa, estando el 91% de todas las instalaciones del mundo en este continente [16]. Sin embargo, los gobiernos de otros países que, en el apartado eólico tienen una proyección de crecimiento, tales como China, India o Brasil, junto con países en los que dicho crecimiento se había estancado como en el caso de Estados Unidos, muestran claros signos de interés por esta tecnología.

Los datos de la *Global Wind Energy Council*, muestran una potencia instalada de 8759 MW a finales de 2014, de los cuales 1713 MW han sido nuevas instalaciones, esto es, poniéndolo en perspectiva, más de 57 veces la potencia que instaló España en ese mismo periodo de energía eólica *onshore*. El país que lidera la producción de energía eólica marina es Reino Unido (813 MW), debido a la gran cantidad de mar de la que dispone y la poca profundidad de sus costas [16]. Por otro lado, países con menos cantidad de costa pero que siguen a Reino Unido como máximos exponentes de la energía *offshore* son Alemania (529 MW) y Bélgica. En el mercado español solo se dispone de una turbina eólica *offshore* de 5 MW, es comprensible que, como ya se explicará en el capítulo 5, la gran profundidad de sus costas en comparación con la del resto de países europeos merme las posibilidades de que la energía eólica marina tradicional triunfe.

La figura 2.5 muestra el crecimiento en el mundo de la energía eólica *offshore*

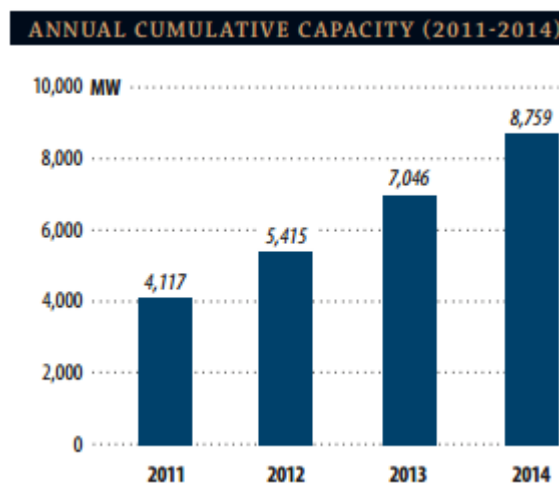


Figura 2.4. Crecimiento mundial de la energía eólica *offshore*. (Fuente: GWEC)

Capítulo 3: Energía eólica marina

La energía eólica marina es aquella en la cual la producción de energía se produce en el mar, también se conoce con el término anglosajón ‘*offshore*’. Es necesario reseñar que actualmente la energía eólica generada en el mar no representa un porcentaje tan alto de cuota de mercado como la ‘*onshore*’.

La energía eólica en el mar tiene una serie de ventajas respecto a la que se genera en tierra, siendo la principal el viento que es más constante y tiene una velocidad mayor en el mar, debido a la ausencia de accidentes geográficos. En secciones posteriores de este capítulo se habla del estudio de la predicción del viento. Otra de las características ventajosas es la reducción del impacto visual debido a que están alejadas de las zonas urbanas y del tráfico de personas. Además, destacar que se dispone de una superficie mayor para la instalación de los aerogeneradores. La asociación ecologista *Greenpeace* hace su apuesta por este tipo de producción de energía en su informe “*Energía eólica marina en Europa*” [19]

Por el lado contrario, la principal desventaja es el coste económico asociado a la instalación y al mantenimiento y la dificultad que entraña realizar tareas de construcción en el mar.

Asimismo, las turbinas eólicas marinas se diferencian en dos tipos según estén o no sustentadas al lecho marino. Las más comunes son las que están ancladas al suelo, pero actualmente se están llevando a cabo investigaciones sobre las flotantes, que son aquellas que, como su nombre indica, flotan en el mar, aunque están sujetas al fondo marino por cables que pueden ser de diferentes materiales.

Del primer tipo, el *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) [20] diferencia dos subgéneros como los más utilizados actualmente: la base monopilar (*monopile foundation*) y la base gravitacional (*gravity foundation*) que se explicarán con más detalle a continuación.

Antes de definir con más precisión los dos tipos de asentamientos, se caracterizará el viento, de qué depende su energía y cómo se puede predecir, así como las diferencias entre el viento en tierra firme y el que se encuentra en el mar.

3.1. EL VIENTO

El viento es la fuente de energía (cinética) que transforman los aerogeneradores en energía eléctrica. Está en constante movimiento a lo largo del planeta, esta circulación está provocada por dos factores, la radiación solar y los movimientos de la Tierra y la atmósfera. Por este motivo el viento varía con las estaciones. El astrónomo Günter D. Roth lo define como: “*la compensación de las diferencias de presión atmosférica entre dos puntos*” [21].

Como se acaba de explicar el viento depende de la radiación solar, esto es así porque el sol calienta la masa de aire que provoca una disminución de la densidad del mismo lo que induce la ascensión. Como consecuencia de esto, el aire frío desciende provocando corrientes de aire en dirección horizontal, comúnmente llamadas viento y en dirección vertical, corrientes de convección.

La rotación de la Tierra provoca una desviación en las corrientes por efecto Coriolis, se puede observar en la figura 3.1 cómo en el hemisferio norte la variación es hacia la derecha y viceversa en el hemisferio sur.

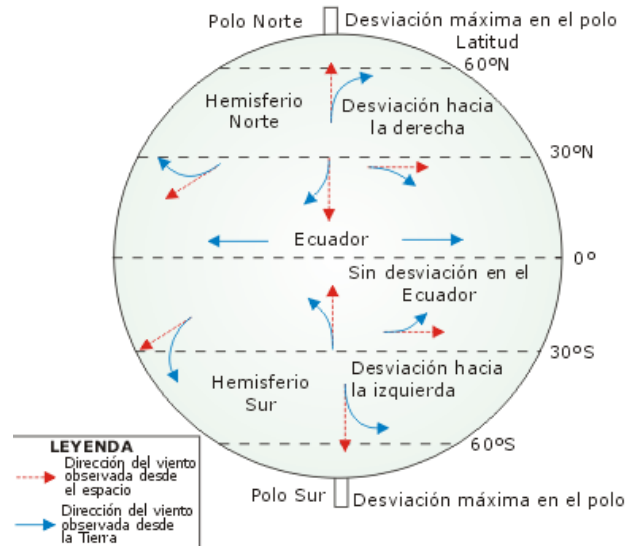


Figura 3.1. Representación de las corrientes de aire en la Tierra. (Fuente: BVSDE)

La energía cinética que tiene el viento puede ser medida, siendo una función de la velocidad y densidad del mismo. Además, para el cálculo de la potencia que puede generar el viento pasando por un aerogenerador se debe tener en cuenta el área del mismo, la ecuación que rige la cantidad de potencia/área es la siguiente [22]:

$$P/A = 0.5\rho \cdot v^3 \quad (3.1.)$$

Donde:

- P: potencia generada [W].
- A: superficie del círculo formado por las aspas del aerogenerador [m²].
- ρ : densidad del aire [kg/m³].
- v: velocidad del viento [m/s].

De todas formas, los aerogeneradores no pueden aprovechar toda la energía de la que dispone el viento y tienen pérdidas, la eficiencia de la turbina eólica puede alcanzar, como mucho, el 59%. Como se observa en la ecuación 3.1, además del área del propio aerogenerador la potencia que genera también es consecuencia de la densidad y de la velocidad que tenga el viento. Ambas características varían con la altura, pero la variación es debida a causas distintas.

La densidad es menor cuanto mayor sea la altura, este efecto se explica como consecuencia de la presión atmosférica, que también descenderá en función de la altitud (hay un 10% menos de presión al ascender 1000 metros [22]).

Por otro lado la velocidad aumentará según aumente la altura, esto es efecto del desprendimiento de la capa límite, que deja a su paso un perfil de velocidades que van aumentando según la distancia al suelo sea mayor. Es decir, la velocidad del viento depende del rozamiento de este con la superficie de la tierra. En caso de que la rugosidad del terreno sea muy grande la capa límite se desprenderá más tarde que, cuando los obstáculos que haya en dicho terreno sean menores, por tanto, la misma velocidad se alcanzará a una altura menor en un emplazamiento con una rugosidad del terreno menor. Este efecto se ejemplifica en la figura 3.2.

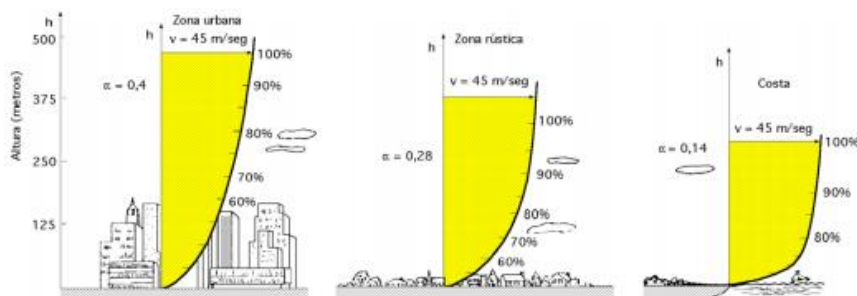


Figura 3.2. Diferentes perfiles de viento según localización [23]

Para calcular la velocidad del viento a diferentes alturas se utiliza la ecuación de Hollmann:

$$v = v_0 \cdot \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (3.2)$$

Donde:

- v : velocidad a una altura H [m/s].
- v_0 : velocidad conocida [m/s].
- H : altura a la que se desea conocer la velocidad [m].
- H_0 : altura a la que se conoce la velocidad [m].
- α : factor que depende del emplazamiento y de la atmósfera, varía entre 0.08 y 0.4 [-].

3.1.1. DIFERENCIA DEL VIENTO EN TIERRA Y EN EL MAR

Como se acaba de explicar, el viento varía en función de la rugosidad del terreno y por tanto su energía cinética también se ve afectada. Es lógico pensar que en una zona como el mar las velocidades sean mayores (a una misma altura) que en tierra, debido al factor de corrección α , aunque no es correcto decir que siempre las velocidades en el mar serán mayores.

Por este motivo, a pesar del coste superior, se instalan parques eólicos en el mar, el viento tiene una energía mayor. Pero también hay formas de aprovechar la orografía del terreno para beneficio y sacar el máximo rentabilidad a los aerogeneradores instalados en tierra, se trata de aprovechar el efecto túnel y el efecto colina.

- Efecto túnel: cuando el viento pasa a través de dos objetos que están próximos entre sí, como dos edificios o dos montañas contiguas, se acelera debido a la compresión del aire. Según la asociación danesa de la industria eólica [24] una corriente de viento que tiene una velocidad de 6 m/s puede alcanzar con facilidad los 9 m/s gracias al efecto túnel. Debido a esto es conveniente instalar un aerogenerador en el paso de las montañas. También es importante reseñar que la orografía no debe ser muy escarpada porque se producirán turbulencias.
- Efecto colina: también es un efecto que tiene su explicación en la compresión del aire, ya que al colisionar con la colina este se comprime y cuando alcanza la cúspide de la elevación se expande aumentando la velocidad, debido a que en sotavento (el lado donde el viento no incide) hay una zona de bajas presiones. Como en el caso del efecto túnel es conveniente que la colina sea suave para no generar turbulencias; la turbina eólica se instalará en la zona alta de la montaña.

Estos dos efectos no se pueden aprovechar en el mar, pero existen una serie de ventajas que hacen bastante interesante el uso de aerogeneradores en el mar:

- Menor altura de buje: como se ha explicado, la rugosidad en el mar es muy baja, por lo que mayores velocidades de viento se alcanzan a una altura menor, esto implica que la altura del buje también sea menor, alrededor de 0.75 el diámetro del aerogenerador, cuando en tierra suele ser superior al diámetro [25].
- Mayor tiempo de vida: el viento en el mar es menos turbulento debido a que la radiación solar incide y calienta parte del agua del mar por lo tanto la diferencia de temperaturas es menor.

Para hacerse una idea de la velocidad del viento en el mar y en tierra firme se ejemplifica con la figura 3.3, que obtiene la información del 'Global Forecast System' (GFS) del 'National Centers for Environmental Prediction' (NCEP) y del 'US National Weather Service'. Se puede observar que a alturas cercanas a la superficie el viento en el mar tiene una mayor velocidad y que, según aumenta la altura y decrece la influencia de la rugosidad del emplazamiento no existen diferencias de velocidades entre el mar y la tierra.

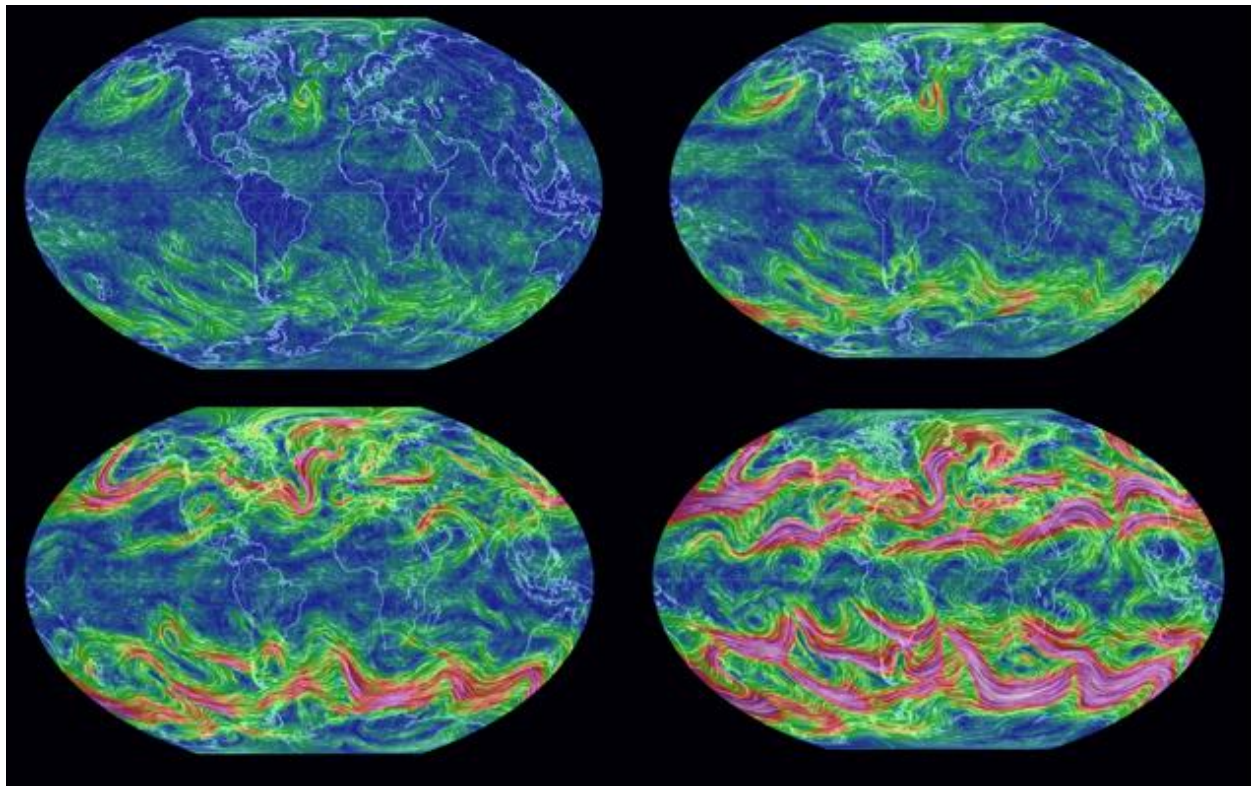


Figura 3.4. Representación del viento a tiempo real a diferentes presiones (1000, 850, 500 y 250 hPa) [26]

3.1.2. PREDICCIÓN DEL VIENTO

Hacer una predicción en cualquier materia es complicado ya que se trata de saber qué va a pasar en un tiempo futuro. En el caso del viento se diferencia entre vientos locales y vientos globales, estos últimos son fijos y no varían con el tiempo, en la tabla 3.1 se puede observar qué dirección tiene el viento en función de la latitud.

Latitud	90-60° N	60-30° N	30-0° N	0-30° S	30-60° S	60-90°S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

Tabla 3.1. Dirección de los vientos globales [27]

Por otro lado, existen los vientos locales que son aquellos que se generan como resultado de la orografía y los obstáculos que se encuentran en el terreno, tienen una mayor variabilidad que los globales y pueden ser los vientos procedentes de las mareas o los relativos a las montañas.

Para localizar adecuadamente un aerogenerador se tiene que conocer qué dirección de viento será la predominante, es decir, los vientos locales pueden variar su dirección como consecuencia de la estación (diferencia de temperaturas) o de los objetos que se encuentren en su camino. Generalmente habrá una dirección en la cual la velocidad de la masa de aire sea mayor; para visualizar este efecto se utiliza la rosa de los vientos.

La rosa de los vientos da información útil sobre la frecuencia con la que sopla el viento en una dirección, así como la energía que se puede obtener del mismo. La figura 3.5 representa una rosa de los vientos de Brest, situada en la costa atlántica de Francia.

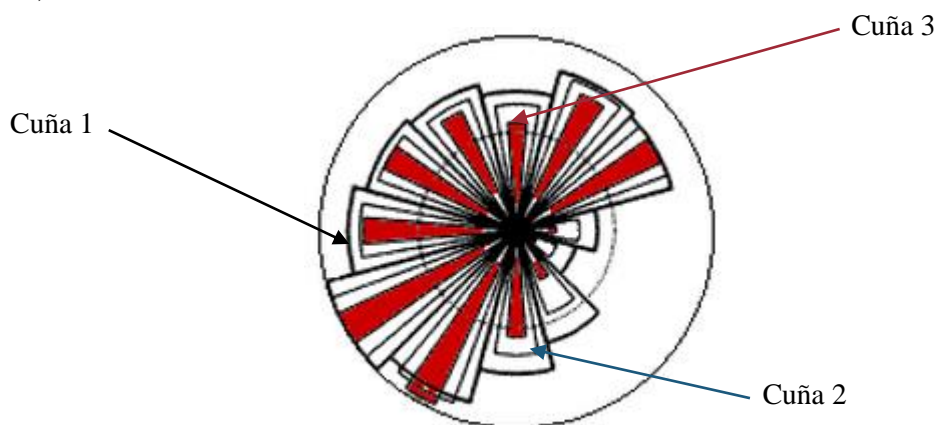


Figura 3.5. Rosa de los vientos de Brest [28]

Se puede observar que la rosa está dividida en doce secciones, separadas entre sí 30°. Además estas secciones están divididas en tres cuñas cada una; dichas cuñas nos dan diferentes informaciones sobre el viento en esa dirección. La primera indica la frecuencia con la que el viento sopla en esa dirección, la segunda da la misma información pero multiplicada por la media del viento en esa dirección; implica cuánto contribuye cada sector en la velocidad media. La tercera, marcada con rojo, es la más relevante de las tres, ya que multiplica por tres la velocidad del viento de la primera cuña, indicando la energía que tiene este.

Además de la rosa de los vientos existen otras formas de conocer la dirección predominante del viento como el método Valenzuela [29] basado en las relaciones trigonométricas de las direcciones que tiene el viento.

3.2. ESTRUCTURAS FIJAS

Se ha explicado al principio del capítulo que el MIT hace diferencia entre los aerogeneradores *offshore* según estén o no anclados al lecho marino y dentro de los que sí diferencia en cómo lo hacen. Según esta distinción, se encuentran los de base monopilar y los de apoyo por gravedad, ambos se explican a continuación:

- Base monopilar: tiene un diseño simple, que consiste en un tubo de acero anclado al lecho marino, el aerogenerador se construye encima. La profundidad a la cual se tiene que penetrar en el suelo depende de varios factores, como el entorno y las condiciones en las que se encuentra dicho suelo. Sin embargo, la máxima profundidad a la que se puede instalar esta base es 30 metros [30]. Un esquema de una base monopilar se representa en la figura 3.6. Las condiciones que limitan a la base monopilar son los movimientos laterales y las vibraciones, causadas tanto por cargas laterales (las olas) como por cargas axiales (fuerzas verticales debidas al peso).

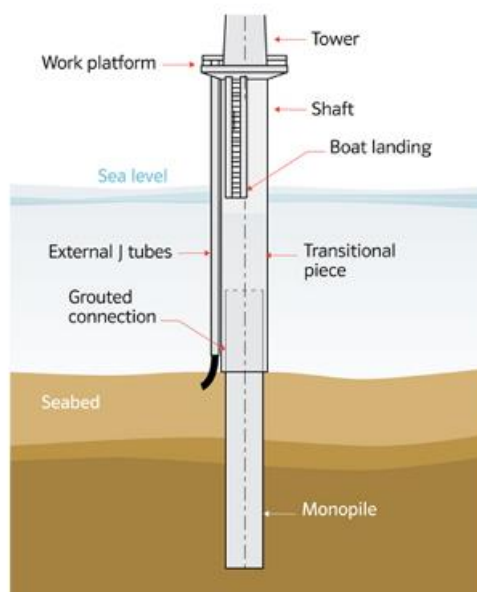


Figura 3.6. Esquema de una base monopilar [30]

Las dimensiones de este tipo de sujeción alcanzan los 6 metros de diámetro y 150 milímetros el espesor de la pared, llegando a una masa de más de 650 toneladas. Con la necesidad de ahorrar costes y llegar a zonas del mar más profundas el diseño básico de las bases monopilares puede variar, además con la necesidad de hacer turbinas más grandes para poder generar más potencia han surgido problemas en el diseño original. Según informó IHS en 2010 [31] aproximadamente 600 de las 948 turbinas instaladas en el mar en Europa han tenido problemas con la unión entre la base y el aerogenerador, debido a desplazamientos no previstos. La solución que la industria ha dado es evitar la unión cilindro-cilindro, sustituyéndola por una unión cónica, como se muestra en la figura 3.7

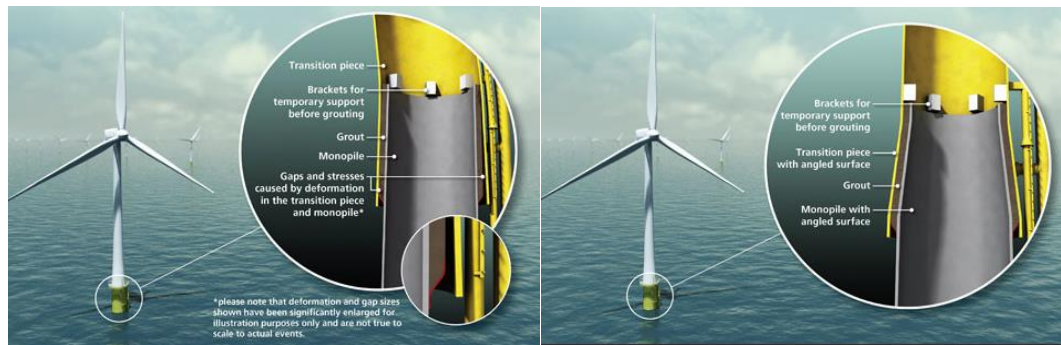


Figura 3.7. Comparación entre la unión tradicional y la cónica [22]

- Base de apoyo por gravedad: a diferencia de las monopilares, anteriormente descritas, las gravitacionales están hechas de hormigón, aunque pueden contener partes de acero, ancladas al lecho marino para evitar desplazamientos y la unión con el aerogenerador también puede realizarse con este material. Una de las ventajas que supone el uso de hormigón en lugar de acero es la corrosión, que según *MEC MEX* [32] puede poner en riesgo la viabilidad del parque eólico, aun así, la base sumergida no es la única expuesta a corrosión y la torre también deberá tratarse contra este efecto.

Otra de las ventajas que tienen este tipo de bases es la profundidad a la que se pueden instalar, llegando a los 100 metros de profundidad la desarrollada por la empresa *Vici Ventus* [33] que dispone de una base de 34 metros y más de 5000 toneladas de masa.

Un esquema de la base gravitacional se representa en la figura 3.8

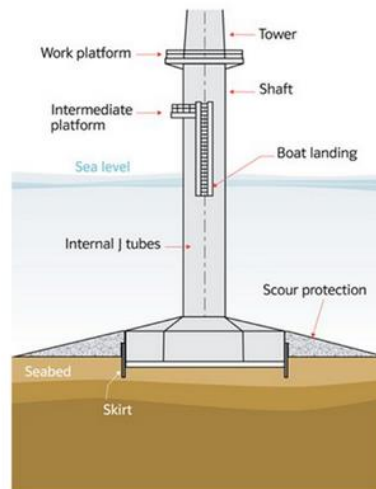


Figura 3.8. Representación esquemática de una base de apoyo por gravedad (Fuente: 4offshore)

3.3. ESTRUCTURAS FLOTANTES

Las estructuras flotantes son aquellas que, aunque están fijas al lecho marino mediante cables, la base sobre la que se apoya el aerogenerador está flotando en el mar. Es una tecnología aún reciente, la primera turbina plenamente funcional se instaló en 2009 en Noruega [34]. La ventaja reside en la posibilidad de instalar las turbinas eólicas en aguas más profundas ahorrando costes y facilidad en la construcción, pero actualmente es una tecnología en desarrollo y hay muchas investigaciones.

En la figura 3.9 se representa un aerogenerador flotante tipo *spar* que sirve para esquematizar las diferentes partes del conjunto. Principalmente está compuesto por el propio aerogenerador, la estructura flotante y los cables que se amarran al fondo del mar, en el lecho marino. A continuación se detallarán dichos componentes.

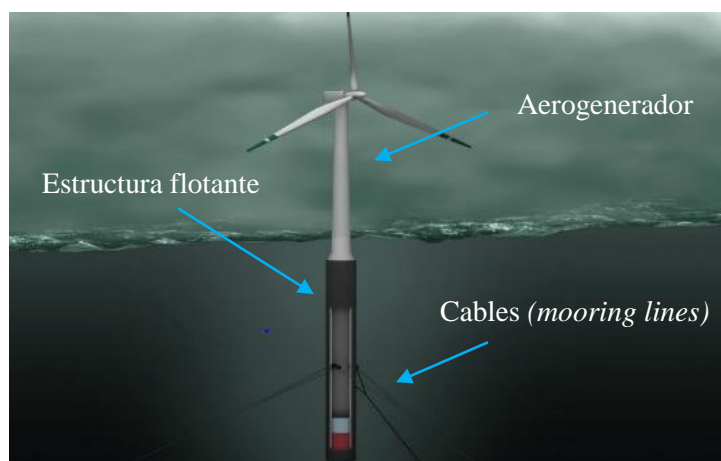


Figura 3.9. Esquema de una turbina eólica flotante (Fuente: ABC)

3.3.1. AEROGENERADOR MARINO

El aerogenerador es el elemento principal en un parque eólico, convierte la energía cinemática del viento en energía eléctrica.

El aspecto de un aerogenerador marino es similar a uno que esté situado en tierra firme y sus componentes se mantienen, como la caja de cambios y el generador. La diferencia principal radica en la robustez que tienen que tener estas turbinas para soportar la corrosión, ya que parte de ellos está en contacto con el agua salada del mar, pudiendo provocar la rotura del aparato porque está sometido a cargas laterales del viento. La corrosión no solo afecta a la parte exterior de la estructura, el interior de la torre y de la estructura flotante (las partes de acero) así como los cables pueden verse sometidos a dicho efecto. Sin embargo, la protección que requiere cada parte del aerogenerador es diferente, la sometida a las condiciones atmosféricas se trata con una base de zinc y pintura, mientras que en la zona sumergida lo más común es dar una protección catódica en forma de zinc [32].

Los componentes que forman el aerogenerador están esquematizados en la figura 3.10, se explicarán cada uno de ellos brevemente ya que no es objeto de este proyecto profundizar en esta sección de la energía eólica.

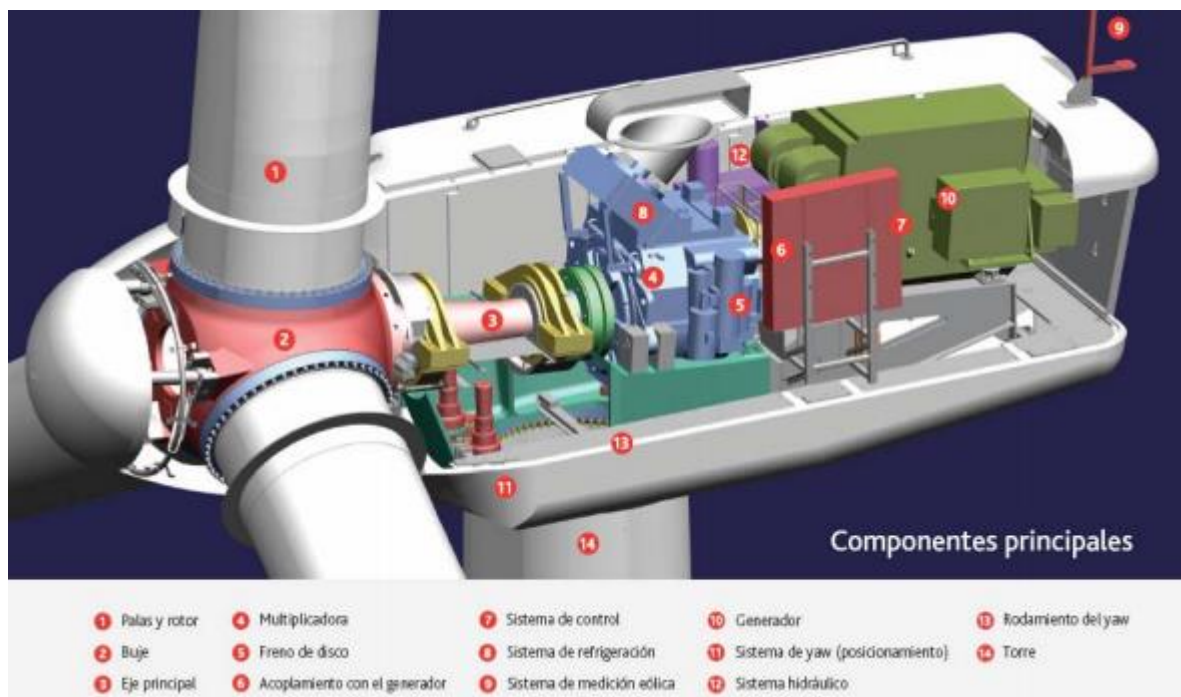


Figura 3.10. Representación de los componentes de un aerogenerador. (Fuente: ain_tech)

1. Palas: siguen una tecnología parecida a la de las alas de los aviones y al igual que en el diseño de estas se debe evitar la pérdida de sustentación. El material del que están compuestas es el poliéster o epoxi reforzado con fibra de vidrio; las aleaciones de acero y aluminio conllevan un sobrepeso que las hace inviable para su uso.
2. Buje: es la unión entre las palas y el eje principal o eje de baja velocidad. Dependiendo del número de palas del que disponga el aerogenerador la unión con el buje deberá ser o no fija. Los bipala deben tener una unión que les permita ligeras oscilaciones.
3. Eje principal: conecta el buje con el multiplicador, contiene elementos del sistema hidráulico que permiten el uso de los frenos.
4. Multiplicadora: está situado entre el eje de baja y el de alta velocidad, permitiendo alcanzar velocidades de giro 50 veces mayores [35].
5. Freno de disco: Está instalado en el eje de alta velocidad y es una medida de seguridad en caso de que no funcione el freno aerodinámico.
6. Acoplamiento con el generador:
7. Sistema de control: es un circuito electrónico que se encarga del correcto funcionamiento del aerogenerador, en caso de encontrar algún fallo detendría el aparato.
8. Sistema de refrigeración: su función es la de refrigerar el generador eléctrico
9. Sistema de medición eólica: están conectadas al sistema de control y le envían información sobre la velocidad del viento para evitar que funcione a altas velocidades. Está compuesto por un anemómetro y una veleta.
10. Generador: es el encargado de transformar la energía mecánica transmitida por el eje principal en energía eléctrica. Suelen ser generadores asíncronos de jaula de ardilla [36].
11. Sistema de yaw: permite el giro de la góndola del aerogenerador.
12. Sistema hidráulico: se usa para el sistema de frenado.
13. Rodamiento del yaw: es el rodamiento sobre el que gira la góndola de la turbina eólica.

14. Torre: es la parte que soporta la góndola y el rotor con las palas del aerogenerador. Puede estar construida en acero u hormigón. El tamaño de la torre depende de la potencia del aerogenerador así como de la ubicación del mismo, como ya se ha explicado en la sección 3.1.

3.3.2. ESTRUCTURAS FLOTANTES

Las estructuras flotantes son el objeto de estudio del presente proyecto. Actualmente se encuentran bajo investigación y en esta sección se comentarán los trabajos de algunos de los ingenieros que están llevando dicha tarea.

La ventaja principal de las estructuras flotantes frente a las que están fijas al lecho marino es la posibilidad de instalar un parque eólico marino en aguas profundas, hasta 1000 metros [20]. Pero no es la única ya que, la facilidad de montaje o el ahorro de coste también se deben tener en cuenta, así como evitar el poco probable impacto visual que podían tener las turbinas *offshore* ancladas. Por otro lado, la desventaja más notoria es el balanceo y arrastre que sufren como consecuencia del oleaje; tiene una solución sencilla, que es el aumento de peso, pero el encarecimiento del conjunto no lo hace viable, según Frank Sandner, ingeniero de la universidad de Stuttgart: *“Este balanceo generado por las olas provoca que la generación de potencia sea errática, debido a que con gran oleaje el aerogenerador puede girar hasta 15°”* [37]. Como consecuencia de esto último las palas de los aerogeneradores también se rediseñan.

Debido a que es una tecnología en desarrollo se crean nuevos diseños según se avanza en las investigaciones, aunque en la actualidad se pueden diferenciar cuatro tipos de planteamientos:

- Las estructuras semisumergibles: en este tipo de diseño parte de la estructura está sumergida y la otra sobresale de la superficie marina. Uno de los diseños más representativos y que ofrece unos buenos resultados es el creado por GustoMSC, denominado *‘Tri-floater’* por sus tres apoyos. Una imagen del prototipo realizada por ordenador se puede observar en la figura 3.11.



Figura 3.11. Representación de la estructura *‘tri-floater’*. (Fuente: GustoMSC)

Las estructuras semisumergibles también se utilizan en otras tareas en el mar, como la extracción de petróleo o las grúas, su diseño otorga suficiente estabilidad además de ser un método probado a lo largo de los años, puesto que la primera estructura semisumergible data del año 1961 [38].

- Estructura TLP: hace referencia a las siglas ‘*Tension Leg Platform*’ debido a que los cables, a diferencia de la estructura semisumergible, están tensionados lo que permite cierto movimiento horizontal pero estabilidad vertical ante las olas y el viento. La parte crítica del diseño reside en el anclaje de los cables al lecho marino, como consecuencia de la tensión a la que están sometidos no todos los fondos serán adecuados para dicho anclaje.

Existen varios diseños de estructura TLP que se usan para distintas tareas en alta mar, en función de la estabilidad deseada y las cargas que deba soportar.

La figura 3.12 representa la estructura TLP que se suele estudiar en el ámbito de los aerogeneradores.

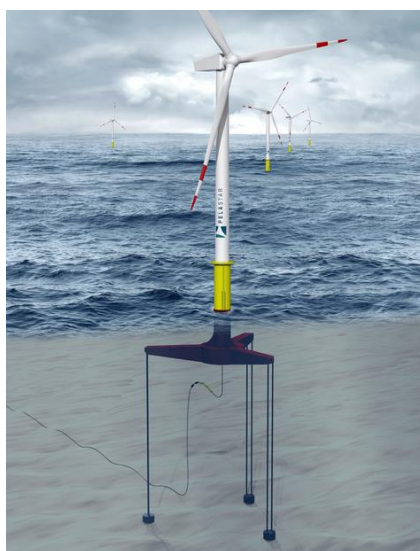


Figura 3.12. Estructura TLP. (Fuente: Glosten Association)

- Estructura Spar. Consiste en una estructura cilíndrica sumergida en su práctica totalidad, tiene un contrapeso en el extremo para otorgar estabilidad al aerogenerador y que pueda soportar las cargas producidas por el viento y por las olas.

Una de las mayores ventajas que tiene este tipo de estructura sobre las demás es el menor coste estructural.

Al igual que todas las estructuras flotantes también está anclada al suelo por medio de cables, tal y como se puede observar en la figura 3.13



Figura 3.13. Estructura tipo Spar

- Estabilizada por flotación: es la más barata de todas las anteriores, se trata de una estructura ligera y de gran superficie para dotar al conjunto de cierta estabilidad. También está anclada al fondo por medio de cables que evitan el vuelco del aerogenerador. Este tipo de estructuras no son recomendadas para zonas con gran oleaje. La figura 3.14 representa este tipo de soluciones.

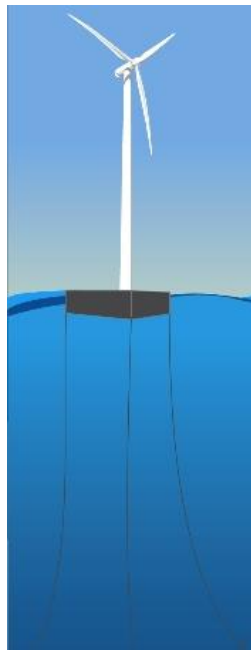


Figura 3.14. Estructura estabilizada por flotación. (Fuente: renewable energy world)

3.3.3. CABLES (*MOORING LINES*)

Los cables utilizados tradicionalmente para amarrar las estructuras al lecho marino están fabricados de acero, pero se están empezando a utilizar materiales sintéticos dependiendo, sobre todo, de la profundidad a la que se encuentre la estructura. En aguas poco profundas la elección del material no es relevante y se suele optar por cables de acero al ser una tecnología probada, en aguas profundas el menor peso, la mayor resistencia a la fatiga, la tracción y la menor corrosión que sufren, los hacen ideales en un entorno en el cual las reparaciones no son tan sencillas. La elección del material no tiene como único condicionante la profundidad, las olas y el viento también tienen un papel fundamental.

La cadena es la opción más utilizada para estaciones permanentes que se encuentran en aguas poco profundas (menos de 100 metros), como los cables de acero tienen una mayor elasticidad y son menos pesados que las cadenas se usan para aguas con profundidades mayores a los 300 metros. Debido a las características antes destacadas de los materiales sintéticos, los cables realizados de dicho material se utilizan para profundidades mayores llegando a los 2000 metros [39]

Además de los cables también es importante el anclaje que se realiza en el fondo marino. El método más utilizado se conoce como DEA (*drag embedment anchor*) consiste en dejar arrastrar el ancla por el fondo marino hasta que alcanza la profundidad requerida. Se utiliza para cables colocados con forma de catenaria, es decir, soporta bien las cargas horizontales pero no las verticales.

Para cables que tengan que resistir fuerzas verticales se utiliza el método de succión, representado en la figura 3.15, consiste en descender un cajón hidráulico y una bomba para que succione, de esta forma el cajón queda fijo al suelo y este ancla puede soportar fuerzas tanto horizontales como verticales.

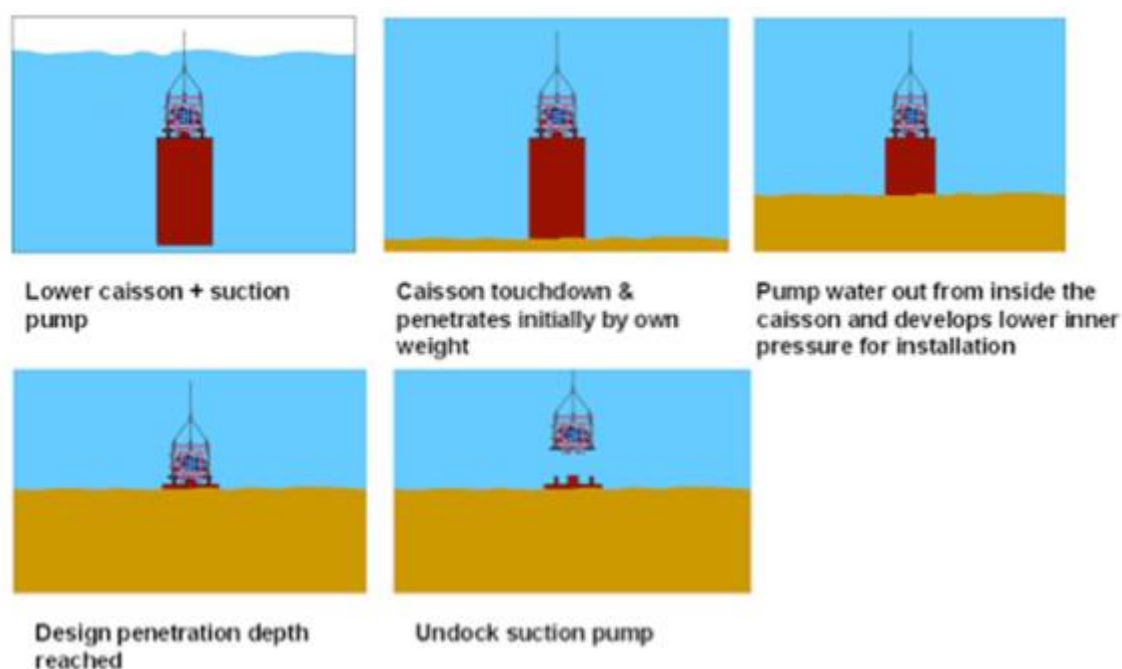


Figura 3.15. Pasos para la instalación de un ancla por succión [40]

Capítulo 4: Hidromecánica offshore

Se entiende como ingeniería marina a todas aquellas actividades que, tradicionalmente se han llevado a cabo en tierra firme pero que, por diferentes requerimientos han de practicarse en el mar.

En este capítulo se dará una breve explicación de las ecuaciones que rigen a los cuerpos sumergidos o semisumergidos en un fluido, en consideración estática. Se estudiarán las relaciones hidrodinámicas de forma simplificada debido a que su complejidad excede la presentada en este proyecto. También se explicarán las cargas que sufren las estructuras por efectos de viento y de las olas. Todos estos cálculos se deben tener en cuenta para el desarrollo del siguiente capítulo en el cual se realiza el diseño de la estructura flotante.

4.1. CARGAS ESTÁTICAS QUE AFECTAN A ESTRUCTURAS SUMERGIDAS

En esta sección se tratan únicamente efectos estáticos, es decir, se asume que, cualquier perturbación del estado de equilibrio se produce tan lenta que los efectos dinámicos pueden ser ignorados.

4.1.1. PRESIÓN HIDROSTÁTICA

La presión hidrostática se define como aquella que se ejerce sobre la superficie de un cuerpo que se encuentra sumergido en un fluido. En ingeniería marina la presión atmosférica se suele despreciar [41]. Para calcular dicha presión se utiliza la siguiente expresión:

$$P = \rho gh + P_a \rightarrow P = \rho gh \quad (4.1)$$

Donde:

- P = presión hidrostática [Pa].
- ρ = densidad del fluido [kg/m³]. La densidad del agua marina suele ser del orden de 1025 kg/m³ pero dependerá de la temperatura y la salinidad.
- g = gravedad [m/s²].
- h = distancia entre la superficie del cuerpo y la superficie libre del fluido [m].

4.1.2. PRINCIPIO DE ARQUÍMEDES

“Un cuerpo parcial o totalmente sumergido en un fluido experimenta una fuerza de flotación igual en magnitud al peso del volumen desalojado” [42]

Esta es una ley fundamental para explicar la flotabilidad de las estructuras que soportan a los aerogeneradores y de cualquier cuerpo que esté sumergido en un fluido. La ecuación que rige este principio es la siguiente:

$$F_v = \rho g \nabla \quad (4.2)$$

Donde:

- F_v : la fuerza de flotabilidad o empuje [N].

- ∇ : volumen del cuerpo sumergido [m³].

4.1.3. CARGAS INTERNAS

Para comprender mejor cómo funcionan las tensiones que aparecen en los cuerpos sumergidos, se pondrá el ejemplo de un tubo. En principio el fluido en el que está sumergido dicho tubo es aire. Como la gravedad actúa a lo largo de la longitud del objeto como una fuerza distribuida, las tensiones (T) que se generen también dependen de dicha longitud, variando entre el máximo y cero. La ecuación que describe esta situación es la siguiente [41]:

$$T = \rho_s g A (L - z) \quad (4.3)$$

Donde:

- L: la longitud del tubo [m].
- A: la sección del tubo [m²].
- z: variable que oscila entre 0 y L [m].
- ρ_s : densidad del material del tubo [kg/m³].

Sin embargo, cuando el tubo está sumergido en un fluido más denso y la fuerza de flotabilidad causada por dicho fluido, se trata también como una fuerza distribuida (según lo hizo Arquímedes), entonces se puede asumir que hay una fuerza distribuida que actúa en todo el cuerpo y de valor el peso del fluido desalojado:

$$\rho_f g A L \quad (4.4)$$

Donde:

- ρ_f : densidad del fluido [kg/m³].

Esta fuerza se encuentra en oposición a la gravitatoria, se puede observar claramente en la figura 4.1. Por lo tanto, la expresión resultante es:

$$T_e = (\rho_s - \rho_m) g A (L - z) \quad (4.5)$$

Donde:

- T_e : tensión efectiva [N].

Pero, la fuerza de flotabilidad también puede ser considerada como la resultante de las presiones que actúan sobre el cuerpo. En este caso, el tubo experimenta una fuerza vertical desde su parte más baja de valor:

$$F_z = \rho_f g A L \quad (4.6)$$

Donde:

- F_z : es la fuerza vertical que experimenta el cuerpo desde el fondo [N].

Si se combinan las ecuaciones 4.3 y 4.6 la parte más baja de la sección del tubo se encuentra sometida a compresión; la longitud del tubo que se encuentra a compresión puede ser hallada (L_c) [41]:

$$L_c = \frac{\rho_f}{\rho_s} L \quad (4.7)$$

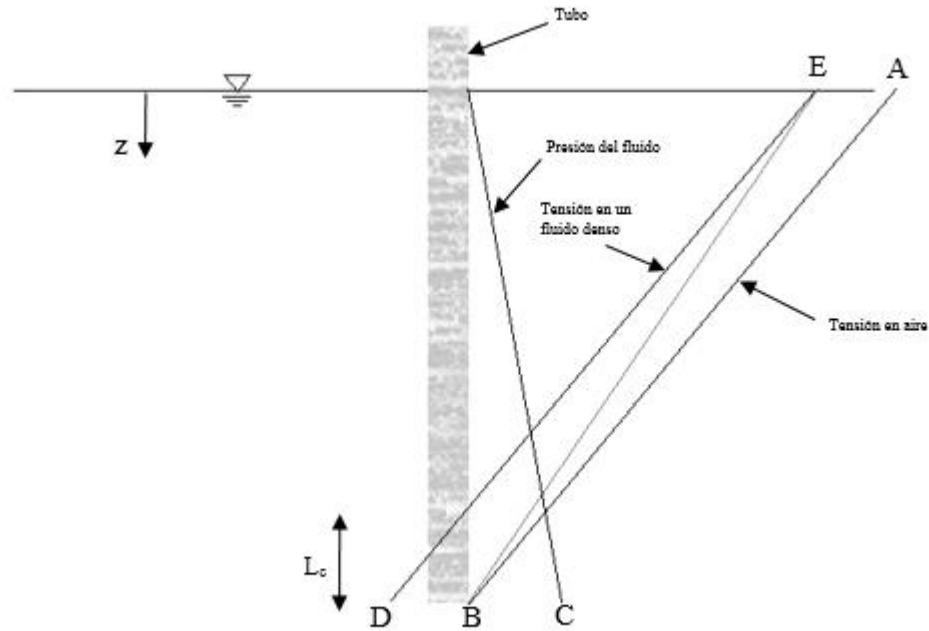


Figura 4.1. Representación de las distribuciones de fuerzas.

4.1.2. PANDEO EN ESTRUCTURAS SUMERGIDAS

Debido a las fuerzas a las que está sometida una estructura sumergida es conveniente comprobar la carga máxima que puede resistir sin que se produzca pandeo. Para ello se utiliza la carga crítica de Euler [43]:

$$\frac{P_{cr}}{A} = \frac{\pi E}{\lambda^2} \quad (4.8)$$

Donde:

- P_{cr} : es la carga crítica de pandeo [N].
- E : módulo elástico del material [N/m²].
- λ : esbeltez de la pieza [-]. Se calcula: L_e/r ; donde r es el radio del tubo [m].

Para que una estructura sumergida pandee, se deben cumplir dos condiciones [41]:

- Debe estar sometida a compresión.
- La tensión efectiva (T_e) ha de ser negativa.

Las causas del pandeo en estructuras esbeltas sumergidas no están muy claras y la teoría no casa muy bien con la práctica, según algunos experimentos llevados a cabo por Dietmar Brüssmann.

4.2. ESTABILIDAD ESTÁTICA DE FLOTACIÓN

La estabilidad estática de una estructura flotante engloba las propiedades que tiene la estructura para volver a su posición de equilibrio después de que esta se haya perturbado, por motivo de una fuerza o momento, que provocará que sufra movimientos de traslación o rotación respectivamente, sobre su centro de gravedad.

El centro de gravedad (G) es un punto imaginario donde, el peso total del cuerpo puede considerarse concentrado [44].

Por otro lado, también existe un punto de especial interés que es el centro de flotabilidad (B). Es el centro de gravedad del volumen de fluido desalojado, además, en este punto actúa la fuerza de flotación. [45].

La figura 4.2 representa los centros de gravedad y de flotabilidad.

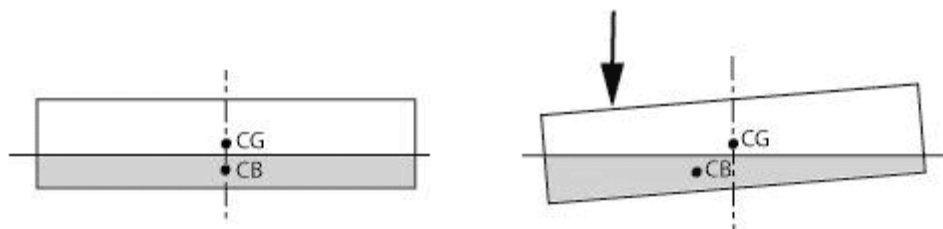


Figura 4.2. Centro de gravedad y de flotabilidad. [45]

4.2.1. EQUILIBRIO

Para el diseño de cualquier estructura flotante es importante tener en cuenta qué es el equilibrio, que se alcanza cuando la resultantes de todas las fuerzas y los momentos que generan esas fuerzas, sobre una estructura son igual a cero.

En el caso de que una pequeña perturbación actúe sobre una estructura que se encuentra en equilibrio, puede dar lugar a tres estados diferentes:

- Si la estructura vuelve a la posición de equilibrio posee estabilidad positiva.
- Si la estructura recobra el estado de equilibrio, pero ha sufrido una traslación o rotación respecto a la posición inicial, se dice que posee estabilidad neutra.
- Si se incrementa la inestabilidad de la estructura posee estabilidad negativa.

Como se ha dicho para que una estructura esté en equilibrio las resultantes de las fuerzas y los momentos ha de ser cero, esto también es aplicable si se estudian por separado las fuerzas horizontales, verticales y los momentos; son de especial interés estas dos últimas.

Equilibrio vertical

El equilibrio vertical se obtiene cuando se iguala la fuerza de empuje o flotabilidad, con el peso propio de la estructura:

$$F_{\nabla} = \rho g \nabla = gm \quad (4.9)$$

Donde:

- m : es la masa del objeto sumergido [kg].

En caso de añadir una masa a la estructura el equilibrio inicial se rompe, como consecuencia de esto, si la masa actúa en el centro de gravedad de dicha estructura esta se sumergirá más aún, pero, si la masa se sitúa sobre una punto diferente al centro de gravedad, además de hundirse más se escorará; figura 3.4. La nueva ecuación de equilibrio vertical es la siguiente:

$$F_{\nabla} = \rho g (\nabla + \Delta \nabla) = g(m + m_1) \quad (4.10)$$

Donde:

- $\Delta \nabla$: incremento del volumen desalojado [m^3].
- m_1 : masa adicional [kg].

Por otra parte, si la masa solo aumenta el calado del objeto (*“El calado es la distancia vertical entre un punto cualquiera de la línea de flotación y la línea base [...]”* [46]), se puede calcular de la siguiente forma:

$$\Delta C \cdot A_{sh} = \frac{m_1}{\rho} \rightarrow \Delta C = \frac{m_1}{A_{sh} \cdot \rho} \quad (4.11)$$

Donde:

- ΔC : es la variación del calado [m].
- A_{sh} : es la superficie que ocupa la estructura [m^2]

Equilibrio rotacional

Si un momento externo actúa sobre la estructura generará una perturbación, que conlleva a la generación de un nuevo estado. En este nuevo estado puede mostrar un equilibrio estable, neutro o inestable. La figura 4.3 ejemplifica el suceso:

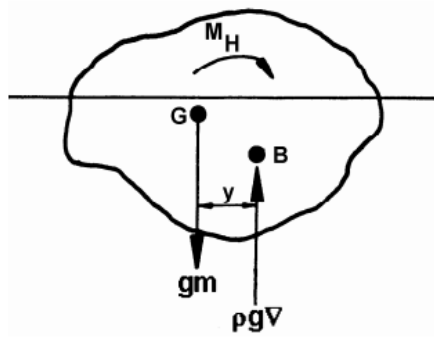


Figura 4.3. Momento actuando sobre un objeto sumergido. (Fuente: TuDelft)

En la figura se observa que el equilibrio rotacional viene dado por la siguiente expresión:

$$M_H = gm \cdot y = \rho g V \cdot y \quad (4.12)$$

Donde:

- M_H = Momento que hace girar la estructura [kN/m].
- y = Distancia entre el centro de gravedad y el de flotabilidad [m].

De la ecuación 2.11 se extrae que en caso de no existir un momento que perturbe la estabilidad de la estructura, la componente y tendría valor nulo. Como consecuencia, los centros de gravedad y flotabilidad coincidirían en la misma línea vertical. Si esto no ocurre la estructura se escorará longitudinal o transversalmente.

4.2.2. EL METACENTRO

Tal y como lo definen Jacques Mégel y Janis Kliava en su estudio *On the bouyancy force and the metacentre* [47]. “El metracentro, denotado con M , es un punto de gran interés para asegurar la estabilidad del cuerpo y evitar el vuelco. Debe estar localizado encima del centro de gravedad G [...]”

El metacentro estabiliza el cuerpo sumergido cuando está sobre el centro de gravedad, en caso de que coincida con este se dice que está en equilibrio neutro y, por último, cuando está por debajo del centro de gravedad la estructura es inestable, no está estabilizada. Esto es debido a que, cuando el metacentro está por encima del centro de masa se genera un momento recuperador que no ocurre cuando está debajo del mismo. Esto se ve de forma más clara en la figura 4.4

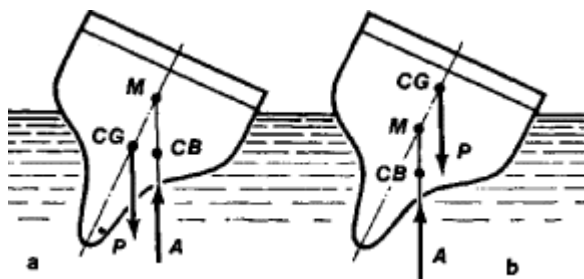


Figura 4.4. (a): la estructura es estable, se genera un momento antihorario que provoca la recuperación. (b): en este caso el momento es horario y favorece el vuelco. (Fuente: *The Great Soviet Encyclopedia*).

La localización del metacentro se puede hallar mediante relaciones geométricas. Sea un objeto como el de la figura 4.4 al que se le aplica un momento que provoca un desplazamiento rotacional Φ , como consecuencia de esto se produce un desplazamiento del centro de flotabilidad de B a B_Φ . El metacentro, por lo tanto, será la intersección de las líneas que pasan por B, cuando el ángulo Φ es nulo y, la que pasa por B_Φ cuando ha actuado el momento.

Una gran distancia entre el centro de gravedad y el metacentro $\overline{\text{GM}}$ ofrece una gran estabilidad y velocidad de recuperación y viceversa; sin embargo, en el primer caso el confort será menor, es muy relevante esto a la hora de diseñar barcos.

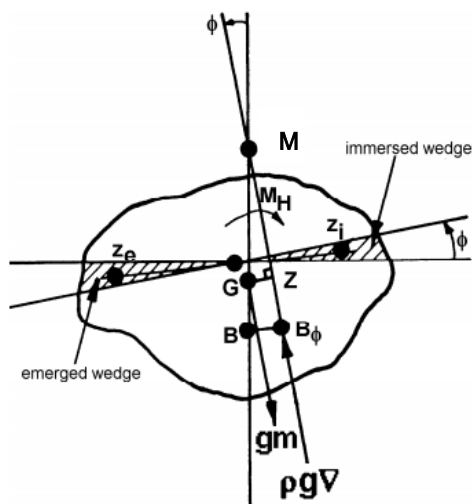


Figura 4.5. Ubicación del metacentro. (Fuente: TuDelft)

4.2.3. LA CURVA DE ESTABILIDAD

La curva de estabilidad o curva GZ ofrece una información muy útil en el diseño de estructuras flotantes, tales como:

- El ángulo al cual la distancia \overline{GZ} (se puede ver en la figura 4.5) es máxima.
- El ángulo de vuelco (AVS '*Angle of vanishing stability*').

- Rango de estabilidad positiva.
- Rango de estabilidad negativa.

La figura 4.6 muestra cómo se dibuja una gráfica GZ.

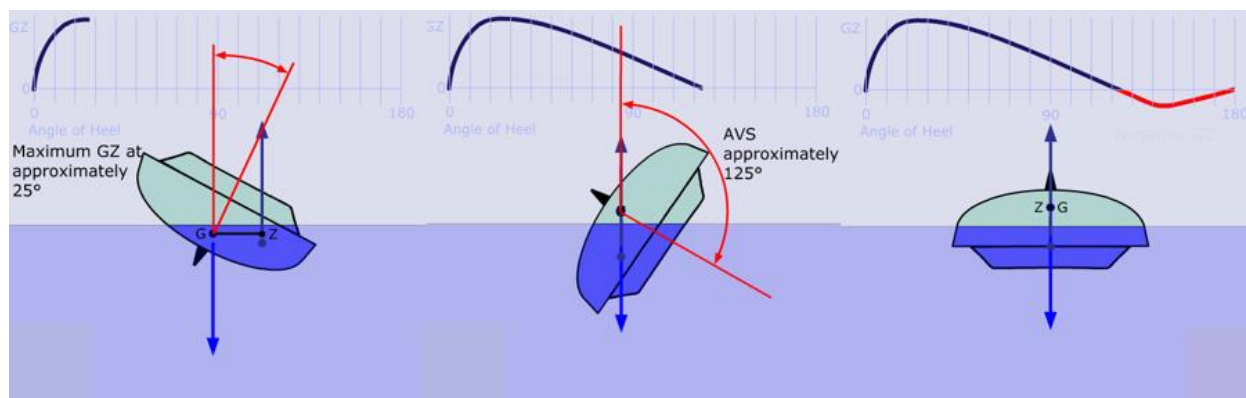


Figura 4.6. Representación de una curva GZ. (a) Máximo valor de GZ. (b) Ángulo de vuelco. (c) Rango de estabilidad negativa. (Fuente: Sail skills)

La pendiente de la curva inicial, se puede observar en la figura 4.6 (a) indica la facilidad que tiene la embarcación o estructura para ser afectada por un momento que desestabilice dicha estructura. Cuanto mayor sea la pendiente más resistencia tendrá para contrarrestar el momento y viceversa [48]

4.3. EFECTOS DE LAS OLAS EN LAS ESTRUCTURAS MARINAS

En esta sección se detalla el oleaje regular, el irregular, así como también se habla de la predicción del mismo, muy útil para la ubicación de un parque eólico marino, ya sea con turbinas eólicas flotantes o ancladas al suelo marino.

Las olas causan cargas periódicas en todas las estructuras que se encuentran en el mar. No importa si estas estructuras están o no ancladas al fondo y en caso de estarlo cómo realizan dicho anclaje. En el caso de los barcos las olas pueden causar una resistencia añadida, reducir la velocidad e incrementar el consumo.

Las olas pueden generarse por diferentes motivos:

- Generadas por una estructura flotante en movimiento; por ejemplo, barcos.
- Generadas por la interacción entre el viento y la superficie del mar.
- Generadas por fuerzas astronómicas, como las mareas.
- Generadas por terremotos o maremotos.

No existe un modelo matemático único que ofrezca una solución para estos tipos de olas. Además las aproximaciones lineales no funcionan siempre de forma correcta.

4.3.1. ANÁLISIS DE ONDAS REGULARES

Se trata de aproximar una ola a una onda regular. Según Jun Zhang [49] “Son aquellas que tiene la misma frecuencia, longitud de onda y amplitud”.

Las olas regulares no son las que se encuentran en los mares, que se estudiarán en la siguiente sección, pero para muchas de las aplicaciones que se hacen en el mar es suficiente con esta simplificación.

Una onda regular se representa en la figura 4.7.

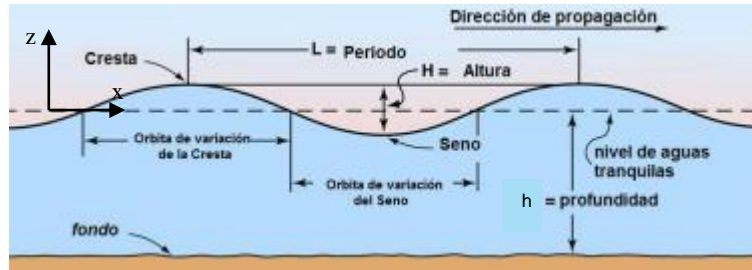


Figura 4.7. Ola representada como onda regular [50]

Una de las teorías más utilizadas en este aspecto, por su simplicidad, es la Teoría de Airy que, con las siguientes simplificaciones se puede considerar la propagación del oleaje en un fluido como un proceso lineal [50 - 52]:

- Se trata de una onda regular.
- Se reduce la tridimensionalidad de la onda a dos dimensiones.
- El fluido es incompresible, la viscosidad, la tensión superficial y las turbulencias se pueden despreciar.
- El fondo es fijo e impermeable
- La amplitud es pequeña en comparación con la longitud de onda y el fondo.
- También se desprecia el efecto Coriolis, explicado brevemente en la sección 3.1 ‘El viento’.
- Las olas (ondas) no interfieren con otros movimientos marinos, el flujo es irrotacional.

Con la ecuación de conservación de cantidad de movimiento, la ecuación de Bernoulli y la de continuidad se obtiene la ecuación de Laplace que gobierna el problema:

$$\nabla^2 \Phi = \frac{\delta^2 \Phi}{\delta x^2} + \frac{\delta^2 \Phi}{\delta y^2} + \frac{\delta^2 \Phi}{\delta z^2} = 0 \quad (4.13)$$

Añadiendo la condición cinemática aplicada al fondo, las condiciones de contorno laterales (dominio infinito), condición de contorno dinámica y la consideración de problema bidimensional se puede definir un potencial de velocidades, Φ , de la partícula [53]:

$$\Phi = \frac{gA}{\omega} \cdot \frac{\cosh k \cdot (h+z)}{\cosh(kh)} \cdot \sin(kx - \omega t) \quad (4.14)$$

Donde:

- A: es la amplitud de la ola $H/2$ [m].
- ω : es la frecuencia [rad/s]
- k: es el número de ondas [rad/m].
- h: profundidad del mar [m].

- t : es el tiempo [s].

A partir de la ecuación 4.12 se pueden obtener las propiedades necesarias para caracterizar el oleaje, recogidas en la tabla 4.1:

Elevación de la superficie	$\eta = A \cdot \cos(kx - \omega t)$	(4.15)
Velocidad horizontal	$u = A\omega \cdot \frac{\cosh k(z+h)}{\sinh kh} \cos(kx - \omega t)$	(4.16)
Velocidad vertical	$w = A\omega \cdot \frac{\sinh k(z+h)}{\sinh kh} \cdot \sin(kx - \omega t)$	(4.17)
Aceleración horizontal	$\dot{u} = A\omega^2 \cdot \frac{\cosh k(h+z)}{\sinh kh} \cdot \sin(kx - \omega t)$	(4.18)
Aceleración vertical	$\dot{w} = -A\omega^2 \cdot \frac{\sinh k(h+z)}{\sinh kh} \cdot \cos(kx - \omega t)$	(4.19)
Presión	$p = -\rho g z + \rho g A \cdot \frac{\cosh k(h+z)}{\cosh kh} \cdot \cos(kx - \omega t)$	(4.20)
Energía (por unidad de área horizontal)	$E = \frac{1}{2} \rho g A^2 = \frac{1}{8} \rho g H^2$	(4.21)

Tabla 4.1. Ecuaciones que caracterizan el oleaje [54 y 55]

No obstante, la teoría de Airy tiene una serie de limitaciones, como, por ejemplo, el no tener en cuenta el transporte de masa. Aunque para el estudio de la dinámica en estructuras marinas este efecto no tiene relevancia [52].

4.3.2. ANÁLISIS DE ONDAS IRREGULARES

Las olas, tal y como se encuentran en el mar, no son como se han descrito en la sección anterior, no son ondas armónicas, con la misma amplitud, frecuencia y longitud de onda. Sin embargo, sí se pueden simular como una superposición de ondas regulares, para así formar una ola irregular. Con una superposición de tres ondas regulares se puede obtener una buena interpretación de la superficie del mar. Por otro lado para hacer cálculos más precisos con olas irregulares se debe tener una superposición de al menos 15 ondas regulares [54].

Como una ola irregular se puede ver como una superposición de ondas sinusoidales, se puede estudiar de la frecuencia característica de las olas utilizando análisis de series de Fourier. De esta forma la elevación de la ola (en el dominio del tiempo) se puede parametrizar con la siguiente ecuación:

$$\zeta(t) = \sum_{n=1}^N \zeta_{an} \cdot \cos(k_n x - \omega_n t + \varepsilon_n) \quad (4.22)$$

Donde:

- ζ_{an} : amplitud de la ola [m].
- ω_n : frecuencia circular [rad/s].
- k_n : número de olas [rad/m].
- ε_n : ángulo de fase aleatorio [rad].
- N : número de olas parciales.

También es importante definir el concepto de densidad espectral, que define “la energía total del oleaje por unidad de área horizontal [...] para cada diferente frecuencia y dirección que compone el oleaje” [56] y que se puede expresar por medio de la siguiente ecuación [54]:

$$S_{\zeta}(\omega_n) \cdot \Delta\omega = \sum_{\omega_n}^{w_n + \Delta(\omega)} \frac{1}{2} \zeta_{an}^2(\omega) \quad (4.23)$$

Donde:

- $S_{\zeta}(\omega_n)$: espectro del oleaje.
- $\Delta\omega$: diferencia entre dos frecuencias sucesivas [rad/s].

La densidad espectral se puede observar en la figura 4.8

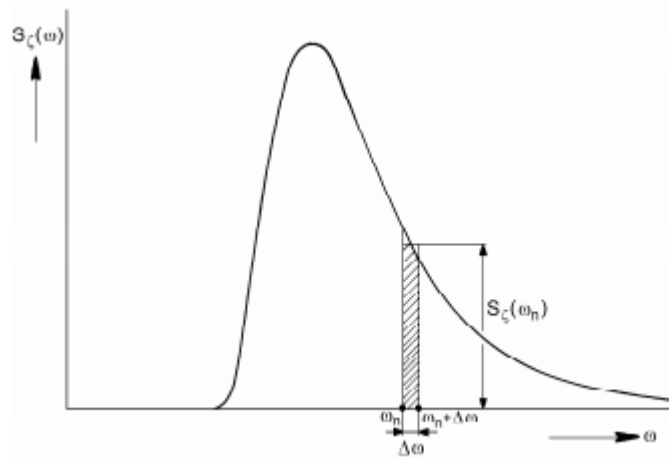


Figura 4.8. Definición de densidad spectral [54]

Para el estudio de estructuras en el mar se utilizan numerosos espectros que simulan las condiciones, pero, sobre todo, se emplean el espectro Pierson-Moskowitz y el JONSWAP (es el acrónimo de un experimento en el mar del norte en 1973 ‘JOint North Sea WAve Project’ [57]). La utilización de uno u otro depende de las condiciones del mar. El primero se utiliza para mares calmados y el segundo para mares más agresivos, tal y como se puede ver en la comparación del espectro de ambos en la figura 4.9.

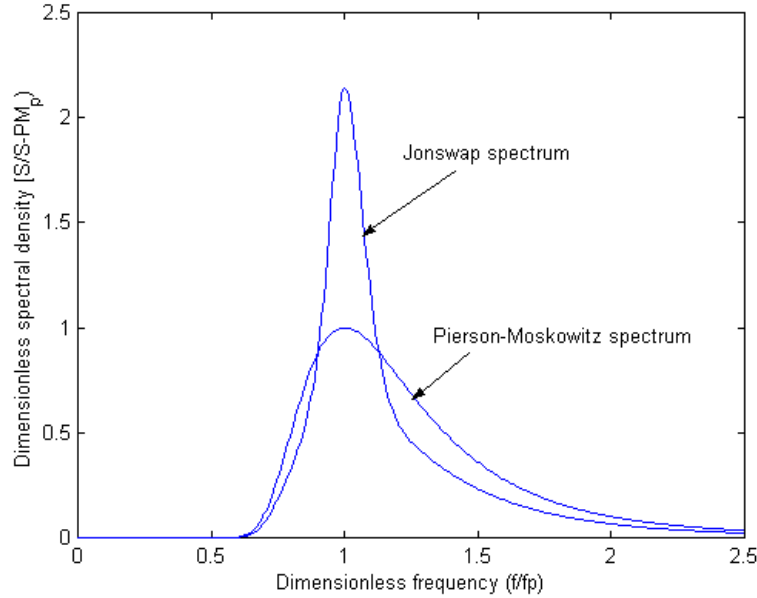


Figura 4.9. Comparación de los modelos Pierson-Moskowitz y JONSWAP (Fuente: Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet).

4.3.3. CARGAS DEBIDAS A LAS OLAS EN ESTRUCTURAS CILÍNDRICAS ESBELTAS

Hasta ahora se ha estado hablando de la caracterización del mar por diferentes modelos y cómo se lleva a cabo. Sin embargo, si se quiere estudiar cómo afectan las olas a las estructuras se tiene en cuenta la ecuación de Morison.

Dicha ecuación se utiliza para cuerpos esbeltos que son los que cumplen la siguiente condición:

$$\frac{D}{\lambda} < 0.1 \sim 0.2 \quad (4.24)$$

Donde:

- D : diámetro de la estructura [m].
- λ : longitud de onda [m].

Para este tipo de estructuras Morison superpone la fuerza inercial con la de drag:

$$F(t) = F_{inercia}(t) + F_{drag}(t) \quad (4.25)$$

Desarrollando [57]:

$$F(t) = \frac{\pi}{4} \rho C_M D^2 \cdot \ddot{u}(t) + \frac{1}{2} \rho C_D D \cdot u(t) |u(t)| \quad (4.26)$$

Donde:

- C_M : coeficiente de inercia [-].
- $\ddot{u}(t)$: aceleración del flujo sin perturbaciones [m/s²].
- C_D : coeficiente de drag [-]
- $u(t) = u_a \cos(\omega t)$; siendo u_a la amplitud de la ola generada por la velocidad del agua en horizontal a una elevación z [m/s] y ω la frecuencia del agua [rad/s].

Para hallar los coeficientes de inercia y de drag se pueden utilizar varios métodos, uno de ellos, el propuesto por el propio Morison, no requiere del uso de ordenadores para su cálculo. Es un método simple pero que carece de precisión [57]. De todas formas, experimentos han determinado que los coeficientes varían en función del número de Reynolds y el de Keulegan Carpenter, tal y como se observa en la tabla 4.2

	Re < 10⁵		Re > 10⁵	
KC	C_D	C_M	C_D	C_M
< 10	1.2	2.0	0.6	2.06
≥ 10	1.2	1.5	0.6	1.5

Tabla 4.2. Coeficientes de drag e inercia para diferentes números de Reynolds y Keulegan Carpenter [57]

Los números de Reynolds (Re) y Keulegan Carpenter (KC) se hallan con las siguientes ecuaciones:

$$Re = \frac{u_a \cdot D}{\vartheta} \quad (4.27)$$

Donde:

- u_a : velocidad del flujo [m/s].
- ϑ : la viscosidad cinemática [m²/s].

$$KC = \frac{u_a \cdot T}{D} \quad (4.28)$$

Donde:

- T : el periodo de flujo oscilante [s].

4.4. CARGAS DEBIDAS AL VIENTO

Para el cálculo de la fuerza que ejerce el viento se utiliza una reinterpretación de la fórmula de Morison antes descrita (4.24), según la normativa IEC 61400-3 [52]. Para hallar las cargas que el viento ejerce sobre el aerogenerador únicamente se debe conocer la velocidad del mismo.

$$F = \frac{1}{2} C_{dv} \rho D \cdot u|u| \quad (4.29)$$

Donde:

- C_{dv} : coeficiente de drag del viento [-].
- u : velocidad del viento [m/s].

4.5. SISTEMA DE AMARRE

En esta sección se hablará de las ecuaciones que rigen los cables que moderan el desplazamiento de la estructura. Existen dos tipos de disposiciones en función del soporte que se vaya a diseñar, los cables en catenaria y los que se encuentran tensionados, de forma vertical o diagonal.

4.5.1. CABLES EN CATENARIA

La mayoría de las estructuras flotantes marinas utilizan cables en catenaria o de tensión diagonal (*taut mooring lines*). Esto es debido a que se pueden utilizar anclas DEA (*Drag Embedment Anchor*) que su fiabilidad ha sido puesta a prueba a lo largo de los años, además resisten cargas superiores a la máxima capacidad y pueden ser reutilizados [58]. Sin embargo, no soportan cargas verticales, por lo tanto, para cables que se encuentran sometidos a tensión vertical no son útiles.

Para diseñar un sistema de cables en catenaria se deben estudiar en primera instancia las ecuaciones que rigen la dinámica de los mismos. Se sigue la figura 4.10 para facilitar la comprensión de dicho estudio. Para caracterizar el modelo se tienen que calcular las fuerzas horizontales y verticales que sufre el cable (T_H y T_z respectivamente) el punto donde se ancla la estructura (X) y la longitud mínima que debe tener el cable (l_{\min}).

Es necesario conocer propiedades del cables tales como: la profundidad (h), la sección (A), el módulo de elasticidad (E), el peso por unidad de longitud (w) y la tensión en el pasacables (T), que para efectos de dimensionamiento puede ser la tensión máxima que soporta el cable con un factor de seguridad.

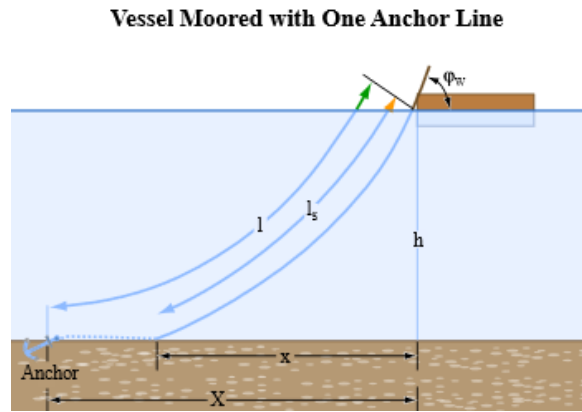


Figura 4.10. Esquema de las características de un cable en catenaria. (Fuente: MIT)

Por lo tanto, las ecuaciones que rigen los cables en forma catenaria son las ofrecidas por el MIT en el *Open Course Ware: Design of Ocean Systems* [59].

- Distancia entre el ancla y el cuerpo flotante:

$$X = l - h \left(1 + \frac{2T_H}{wh} \right)^{\frac{1}{2}} + \frac{T_H}{w} \cosh^{-1} \left(1 + \frac{wh}{T_H} \right) \quad (4.30)$$

Donde:

- l: es la longitud del cable suspendido (l_s) más la diferencia entre la distancia entre la proyección horizontal de l_s y la de l [m].
- Fuerza horizontal

$$T_H = AE \cdot \left(\left(\frac{T}{AE} + 1 \right)^2 - 2 \cdot \frac{wh}{AE} \right)^{\frac{1}{2}} - AE \quad (4.31)$$

- Fuerza vertical

$$T_z = w \cdot l_{\min} \quad (4.32)$$

Donde:

- l_{\min} : es la longitud mínima que ha de tener el cable [m]. Se calcula con la siguiente expresión:

$$l_{\min} = \frac{1}{w} \sqrt{(T^2 - T_H^2)} \quad (4.33)$$

4.5.2. CABLES TENSIONADOS DIAGONALMENTE (TAUT MOORING LINES SYSTEM)

La gran diferencia entre los cables en tensión diagonal y los que tienen forma de catenaria son los esfuerzos que generan en el ancla. Mientras que los primeros producen reacciones tanto en horizontal como en vertical, los segundos solo en horizontal [60]. La utilización de uno u otro depende de la profundidad de la instalación, porque a grandes calados el peso de los sistemas de amarre se vuelve un factor limitante, para solucionar este problema se utilizan materiales sintéticos para los cables o tensionarlos para acortar longitud. La combinación de materiales sintéticos y cables tensados permite alcanzar los 3000 metros de profundidad [61].

Como estos cables no son utilizados en las plataformas que otorgan flotabilidad a los aerogeneradores [62] y que la complejidad de las ecuaciones excede la de este trabajo, no se planteará la solución a las mismas. Por otro lado, si el lector quiere profundizar en el tema, se proponen varias lecturas:

- Nielsen, F.G. y Bindigbø, A.U. *Extreme loads in taut mooring lines and mooring line induced dampinig: an asymptotic approach*.
- Johnsen, John Magne y Øritsland, Ola. *Design and optimization of Taut-Leg mooring systems*
- Wu, S. *Taut-Leg mooring System and anchoring for Spars*. (2012). Págs.: 33-77

4.5.3. CABLES TENSIONADOS VERTICALMENTE

Este tipo de solución se utiliza en las estructuras TLP (*Tension Leg Platform*), la tensión se consigue con la fuerza de empuje de la plataforma. Por este motivo se puede pensar que la fuerza que soportan los cables es igual a la de flotación, pero esto no es así, debido a que el soporte está sometido a cargas externas, el viento y las olas. Se puede ver este efecto en la figura 4.11.

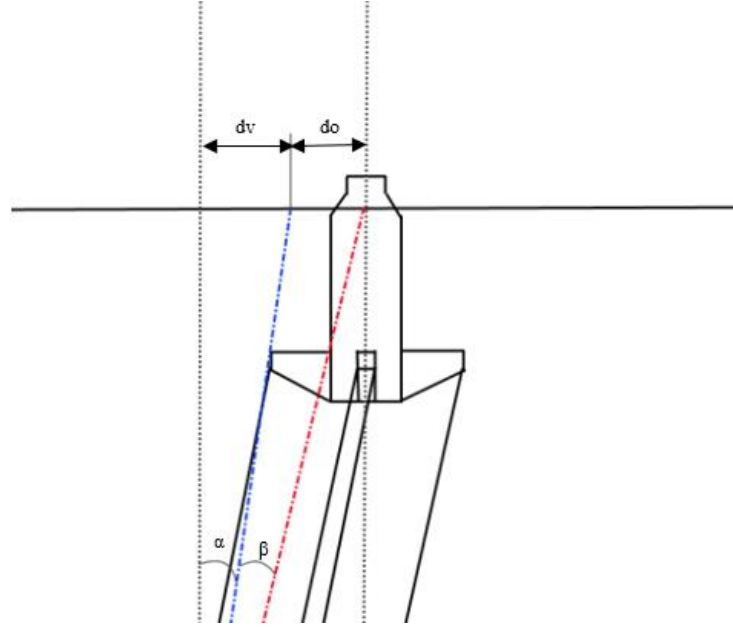


Figura 4.11. Desplazamientos de la plataforma TLP debido al viento y las olas.

El cálculo de las tensiones en los cables puede hacerse teniendo en cuenta dos suposiciones, que se comportan de manera lineal, como consecuencia de ello se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$T_H = F_{H_{viento}} + F_{H_{olas}} \quad (4.29)$$

$$T_V = F_{V_{viento}} + F_{V_{olas}} \quad (4.30)$$

Donde:

- T_H : es la tensión horizontal del cable [N].
- T_V : es la tensión vertical del cable [N].

Las tensiones horizontales y verticales en el cable se generan por dos motivos de los que ya se ha hablado, la fuerza de flotabilidad y los desplazamientos generados por las olas y el viento. La fuerza total generada por las olas o el viento, en vertical u horizontal, se obtiene con la suma de las tensiones generadas por los dos motivos antes mencionados, es decir:

$$F_{H_{viento}} = F_{H_{viento,flot}} + F_{H_{viento,des}} \quad (4.31)$$

Donde:

- $F_{H_{viento,flot}}$: es la fuerza generada en horizontal por la tensión del cable debida a la fuerza de flotabilidad [N], como los cables no están en vertical como se observa en la figura 4.11 tienen una componente horizontal debida a esta fuerza. Se puede hallar gracias al ángulo α .
- $F_{H_{viento,des}}$: es la fuerza generada en horizontal por el desplazamiento de la estructura [N]. Se calcula con la ley de Hooke aplicada a resortes.

Es lógico decir que las demás componentes que generan las tensiones totales se calculan de igual manera que la horizontal del viento, con la excepción del uso del ángulo β (ver figura 4.11) cuando corresponda.

Por otro lado, más realista, se puede considerar la no linealidad del comportamiento en los cables, para ello el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) [63] propone las siguientes ecuaciones que se pueden resolver siguiendo el esquema de iteración Newton-Raphson:

$$dx(T_H, T_V) = \frac{T_H}{w} \cdot \left(\ln \left(\frac{T_V}{T_H} + \sqrt{1 + \left(\frac{T_V}{T_H} \right)^2} \right) - \ln \left(\frac{T_V - wL}{T_H} + \sqrt{1 + \left(\frac{T_V - wL}{T_H} \right)^2} \right) \right) + \frac{T_H L}{EA} \quad (4.32)$$

$$dz(T_H, T_V) = \frac{T_H}{w} \cdot \left(\sqrt{1 + \left(\frac{T_V}{T_H} \right)^2} - \sqrt{1 + \left(\frac{T_V - wL}{T_H} \right)^2} \right) + \frac{1}{EA} \cdot \left(T_V L - \frac{wL^2}{2} \right) \quad (4.33)$$

Donde:

- dx: es el desplazamiento horizontal [m].
- dz: es el desplazamiento vertical [m].
- w: es el peso por unidad de longitud [N/m].
- L: es la longitud del cable [m].

Capítulo 5: Caracterización del modelo

En este capítulo se trata el tema de la localización del aerogenerador, las características del mar en el que se encuentra así como las propiedades de los cables que componen el conjunto.

5.1. LOCALIZACIÓN

La costa española por sus características de profundidad es ideal para la instalación de aerogeneradores flotantes, debido a su gran profundidad a poca distancia de la litoral, tal y como se puede observar en la figura 5.1.



Figura 5.1. Comparativa de la batimetría de las costas españolas con las europeas [64]

Para la elección del emplazamiento se tendrán en cuenta varios factores. Dependiendo de cuáles sean dichos factores tendrán una importancia mayor o menor a la hora de elegir la localización. Los condicionantes se recogen en la tabla 5.1.

Diagrama de flujo de la metodología de selección de la zona de instalación:

- Potencia eólica
- Distancia de la costa
- Profundidad de la zona
- Áreas de exclusión eólica
- Distancia a la red eléctrica

Tabla 5.1. Condicionantes para la elección del emplazamiento [65]

Los puntos a estudiar, así como las zonas de exclusión eólica se muestran en la figura 5.2. Está delimitado en tres zonas, la verde que es la idónea para su establecimiento, por las condiciones de preservación del medioambiente; las amarillas son las condicionantes, se analizan en el diseño del proyecto y las rojas, son las zonas excluidas bien por condiciones ambientales, poner en peligro flora y fauna marina o porque en esa área se realizan otras actividades marinas.

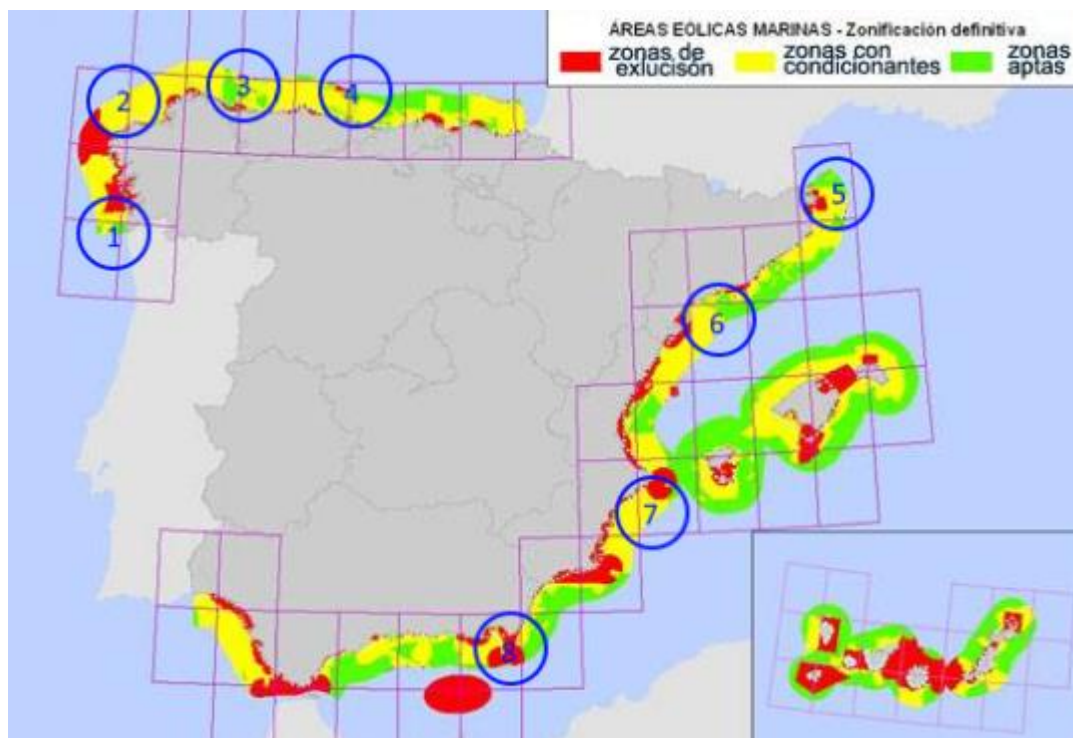


Figura 5.2. Áreas eólicas marinas y puntos estudiados [66]

Una vez seleccionado los emplazamientos a estudiar, se comprueba qué potencia eólica puede suministrar un aerogenerador instalado en esa localización. Para ello se utilizan dos herramientas, el *WASP turbine editor* [67] para calcular la curva de potencia del aerogenerador y el aplicativo que pone a disposición el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [68] para estudiar la potencia generada por la turbina eólica en los diferentes puntos a estudiar.

Por otro lado, el aerogenerador que se ha seleccionado para la prueba es de la compañía danesa ‘Vestas’, en concreto el modelo V80 de 2 MW de potencia [69], debido a que era de las pocas turbinas *offshore* de las que se disponían los datos suficientes para el cálculo.

Como se muestra en la tabla 5.1 hay varios condicionantes para la elección óptima del emplazamiento como la distancia a la costa, a la estación eléctrica o la profundidad. Para conocer estos detalles con más exactitud se utilizan las boyas que están cerca de los puntos seleccionados y se muestran todas las características en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Estudio para el emplazamiento [64 y 68-70]

Punto	Boya más cercana	P. Eólica	Distancia a la costa [km]	Profundidad de la zona [m]	Área exclusión eólica	de	Distancia red eléctrica [km]
1	Cabo Silleiro	5939.88	43.63	323	Amarilla		76
2	Villano-Sisargas	7550.02	30	386	Amarilla		36
3	Estaca de Bares	5540.6	30	1800	Verde		44
4	Bilbao	4942.58	24	600	Verde		34

5	Begur	7523.881	34	1200	Amarilla	70
6	Tarragona	2802.18	49	688	Amarilla	65
7	Cabo Valencia	3330.13	40	260	Verde	36
8	Cabo de Gata	7331.53	53	536	Roja	52

Tabla 5.2. Estudio para el emplazamiento [64 y 68-70]

Con estos datos se establece el criterio para la ubicación del parque eólico. Para ello, se toman los valores más favorables de potencia, distancia a la costa, profundidad, área de exclusión y distancia a la red eléctrica. Es decir, el máximo de la potencia eólica generado se obtiene en Villano-Sisargas, sin embargo, la distancia a la costa mínima se encuentra en la boya Bilbao. Además se tiene que ponderar porque no tienen todos la misma importancia, como se aprecia en la tabla 5.1. De este modo, la figura 5.3 muestra la localización ponderada.

La puntuación que recibe cada emplazamiento alcanza un máximo de 10 puntos por categoría, después se procede a ponderar los resultados, multiplicando entre el intervalo 1-0.6 en función de la importancia recogida en la tabla 5.1.

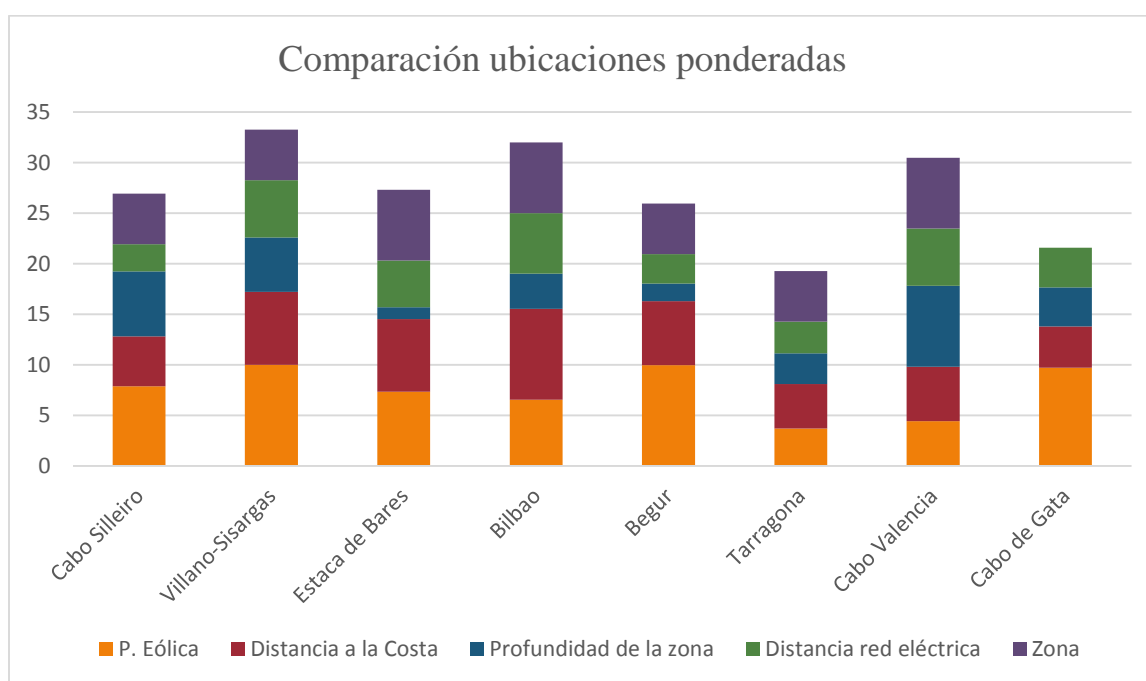


Figura 5.3. Comparativa de los emplazamientos

Con los datos de la figura 5.3 la localización óptima del emplazamiento sería en las costas gallegas, cerca de la boya de Villano-Sisargas.

5.2. ELECCIÓN DE ESTRUCTURA Y DIMENSIONAMIENTO

Como se explicó en la sección 3.3.2 en la actualidad existen varios sistemas para aportar la flotabilidad y estabilidad necesaria a un aerogenerador que se encuentre en el mar. En este proyecto se opta por uno basado en la tecnología TLP (*Tension Leg Platform*). A continuación se explican las razones así como las dimensiones y el diseño de la misma.

5.2.1. COMPARATIVA DE MODELOS

Una de las condiciones que se tienen en cuenta a la hora de elegir la plataforma es la estabilidad del sistema, debido a las cargas causadas por el viento, las olas... Según el proyecto realizado por Santiago de Guzmán '*Plataforma offshore para un aerogenerador de 5 MW*' [73] las estructuras semisumergibles, tanto como las barcasas (*barge*), no cumplen correctamente con esta condición. Pero además, las estructuras semisumergibles, tienen más complicación constructiva, así como posibilidad de fallo por las uniones soldadas de tipo celosía, por lo tanto no se considerarán como una buena alternativa.

En el mismo proyecto, se establece además una serie de condiciones que se deben tener en cuenta a la hora de elegir la estructura, tales como la viabilidad del parque eólico, la construcción, el transporte... los más relevantes se evalúan a continuación:

- Viabilidad del parque eólico: tanto las TLPs como las Spars son las soluciones más comunes, según se describe en el libro de Niladri Kumar en '*Fundamental of Floating Production Systems*' [74] como consecuencia de esto, las investigaciones sobre estas estructuras están más avanzadas.
- Construcción: en este caso las más perjudicadas son la barcaza y la tipo Spar, debido a su volumen (partiendo del hecho que todas las construcciones son de grandes dimensiones).
- Transporte: todas las estructuras tienen la misma complejidad para transportarlas hasta el punto de instalación.
- Mantenimiento: al estar construidas del mismo material y tener líneas de fondeo, el mantenimiento ocasionará los mismos costes en todas las estructuras.
- Independencia de la profundidad: como las Spar se basan en bajar el centro de masas lo máximo posible para dar estabilidad [73] las estructuras que se obtienen son de grandes longitudes y no pueden instalarse en aguas poco profundas como sí ocurre en las TLPs y sobre todo, en las tipo Barge.

Con todos estos datos, además del profundo análisis que realiza Santiago de Guzmán [73] se llega a la conclusión de que el modelo que más ventaja tiene para una solución general es el TLP; como se muestra en la figura 5.4 es el que cumple con más criterios, tanto técnicos, económicos y de operación.

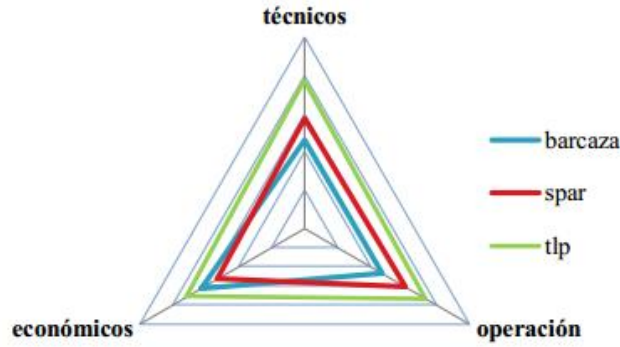


Figura 5.4. Comparativa de modelos [73]

5.2.2. DIMENSIONAMIENTO

Para calcular las correctas dimensiones de la plataforma se debe conocer la masa del aerogenerador, así como sus momentos de inercia y dónde está situado el centro de gravedad. Para ello se dividirá el conjunto en las partes que lo componen y se estudiarán por separado.

Torre

Se aproxima a un cilindro hueco de acero, la altura varía en función del aerogenerador; pero en este caso se considera una turbina eólica *offshore* de la empresa Siemens, en concreto, el modelo SWT-4.0-120 [75]. De todas formas, la altura de la torre varía en función de las solicitudes del cliente, por lo tanto, se ha considerado una altura de 80 metros. En lo referente al espesor y el diámetro, el fabricante no aporta información pero, se han obtenido de una turbina similar (de potencia superior 5MW) y son 3 centímetros y 6 metros respectivamente [65]

Se procede al cálculo de la masa, el centro de gravedad y los momentos de inercia de la estructura:

- Masa:

Se halla el volumen

$$V_{\text{torre}} = 2\pi r_2 \cdot h_{\text{torre}} \cdot e = 2\pi \cdot 3 \cdot 80 \cdot 0.03 = 45.24 \text{ m}^3 \quad (5.1)$$

Donde:

- r_2 : radio exterior de la torre

Conocida la densidad del acero (7860 kg/m^3) se calcula la masa

$$M_{\text{torre}} = V_{\text{torre}} \cdot \rho_{\text{acero}} = 45.24 \cdot 7860 = 355578.02 \text{ kg} \quad (5.2)$$

- Centro de gravedad

Se tiene en cuenta el sistema de referencia en la base de la torre para los cálculos de todos los elementos; de esta forma:

$$Z_{G_{\text{torre}}} = 40 \text{ m}; \quad Y_{G_{\text{torre}}} = X_{G_{\text{torre}}} = 0$$

- Momentos de inercia

$$I_x = I_y = \frac{1}{12} M_{\text{torre}} (3(r_1^2 + r_2^2) + h_{\text{torre}}^2) = 191.22 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2 \quad (5.3)$$

$$I_z = \frac{1}{2} M_{\text{torre}} (r_1^2 + r_2^2) = 3.17 \cdot 10^6 \text{ kgm}^2 \quad (5.4)$$

Nacelle

Es la parte donde se encuentran los componentes de la figura 3.10. La masa no se puede calcular mediante fórmulas debido a la cantidad de componentes que hay en su interior y de los que no se disponen de datos suficientes para dicho cálculo. Por otro lado, el fabricante sí ofrece una masa aproximada del conjunto, siendo esta de 140000 kg [75].

Para hallar tanto el centro de gravedad como los momentos de inercia se aproxima a un prisma rectangular, las dimensiones se observan en la figura 5.5:

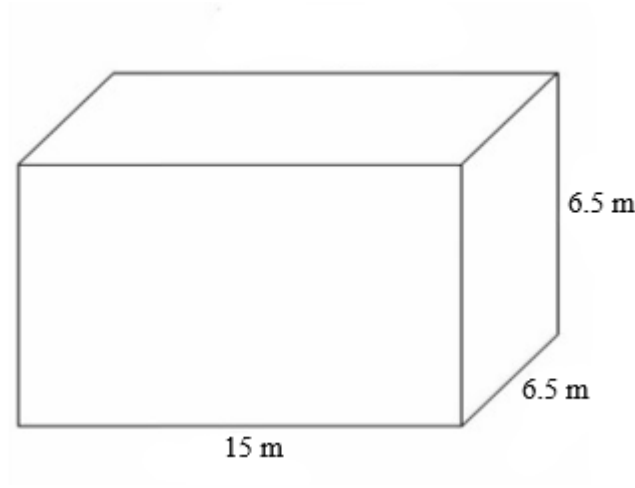


Figura 5.5. Representación esquemática del Nacelle

- Centro de gravedad

$$ZG_{\text{nac}} = 83.25 \text{ m}$$

$$XG_{\text{nac}} = 1 \text{ m}$$

$$YG_{\text{nac}} = 0 \text{ m}$$

- Momentos de inercia

$$I_x = \frac{1}{12} \cdot m \cdot (h_{\text{nac}}^2 + w_{\text{nac}}^2) = 985833.33 \text{ kgm}^2 \quad (5.5)$$

$$I_y = I_z = \frac{1}{12} \cdot m \cdot (h_{\text{nac}}^2 + l_{\text{nac}}^2) = 3117916.66 \text{ kgm}^2 \quad (5.6)$$

Palas

Debida a la rotación de las palas no se considerarán los momentos de inercia, asimismo, tampoco se puede realizar el cálculo de la masa debido a que no se conoce la geometría, pero el fabricante lo aproxima a 100000 kg (la masa de las palas más la del rotor) [75].

- Centro de gravedad

$$ZG_{\text{palas}} = 83.25 \text{ m}$$

$$XG_{\text{palas}} = -8.5 \text{ m}$$

$$YG_{\text{palas}} = 0 \text{ m}$$

Estructura flotante

Dependiendo de la geometría de la estructura, la masa, el centro de gravedad y los momentos de inercia variarán, por tanto, lo primero que se debe evaluar es cómo llegar a la geometría final.

Para realizar la geometría que permita estabilizar y dar flotabilidad a la turbina eólica se ha consultado el estudio de Bhattacharyya, S.K et al. 'Coupled dynamics of SeaStar mini tension leg platform' [76] del que se muestra un esquema en la figura 5.6.

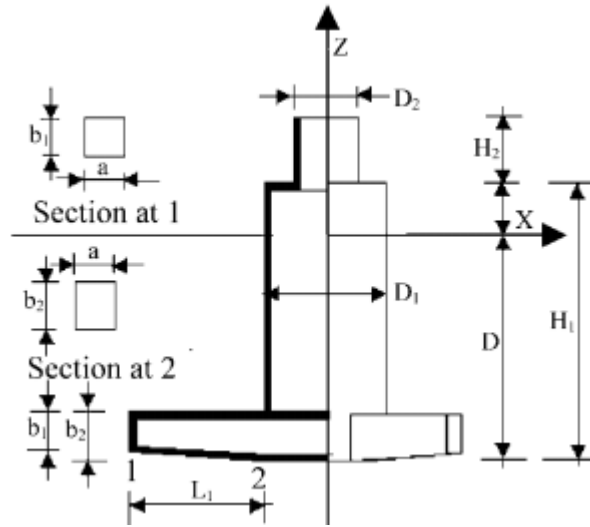


Figura 5.6. Esquema de la estructura TLP SeaStar.

Sin embargo, en otros proyectos reducían la agresividad del cambio de diámetro de D_2 a D_1 [65 y 73] y se ha optado por realizar esto último, tal y como se muestra en la figura 5.7.

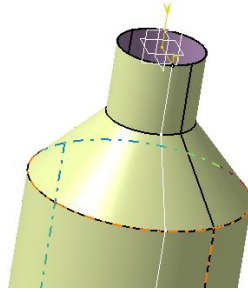


Figura 5.7. Cambio de diámetro D_1 a D_2

Otras de las cosas que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar cualquier estructura que vaya a trabajar en el mar, ya sea un barco o, como en este caso, el soporte de un aerogenerador, es la línea de flotación. Para ello se calcula el volumen sumergido:

$$V_{ld} = \frac{P_{est}}{\rho_{h_2O} \cdot g} \quad (5.7)$$

Donde:

- V_{ld} : es el volumen sumergido [m^3].
- P_{est} : es el peso de la estructura (para el caso que se está estudiando también se tiene que considerar el peso del aerogenerador) [N].
- ρ_{h_2O} : densidad del agua marina, 1024 [kg/m^3].

Se empieza calculando el peso de la estructura, sumando las masas de la torre, las palas y el ‘nacelle’ se obtiene una masa aproximada de 600 toneladas. En una primera instancia, se consideró una TLP completamente formada por chapas de acero, con una masa de 645880 kg, pero la masa era demasiado baja y la línea de flotación se situaba a unos 6 metros por encima de la parte más baja del soporte. Esto no es beneficioso porque, como se comentó en el capítulo 4, hidromecánica offshore, un centro de gravedad bajo dota de más estabilidad al conjunto.

Para solucionar esto, siguiendo la práctica de los modelos tipo Spar, se ha optado por poner un lastre de hormigón en la zona baja del soporte, de esta forma se incrementa la masa y se baja el centro de gravedad y la línea de flotación aumenta.

El modelo seleccionado se muestra en la figura 5.8, en la que se puede observar las dos partes de diferentes materiales bien diferenciados, la parte superior, hueca, formada por chapas de acero de 3.5 centímetros de espesor, que otorga la estabilidad estructural necesaria según el proyecto de Segalés, Jordi [65]. El lastre, representado en color gris, como se ha comentado dota de estabilidad al conjunto, se ha elegido el hormigón porque se comporta bien en ambientes salinos, más concretamente, los hormigones con humo de sílice, que reducen la porosidad y el agua no puede penetrar de forma sencilla [77]. Otra de las opciones era utilizar agua marina como lastre, para abaratar costes, como hacen Lefebvre, Simon y Collu, Maurizio en ‘*Preliminary design of a floating support structure for a 5 MW offshore wind turbine*’ [78], pero como la línea de flotación inicial estaba tan baja se necesitaba gran cantidad de agua, debido a su baja densidad (1024 kg/m^3) en comparación con el hormigón (2320 kg/m^3), como consecuencia de esto el centro de gravedad ascendería.

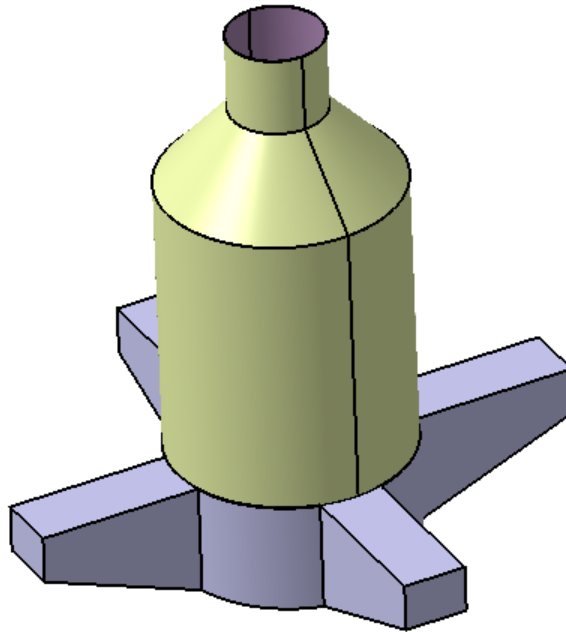


Figura 5.8. Diseño del modelo TLP

Utilizando el *software* 'Catia V5' se pueden conocer todas las características dimensionales del soporte, se detallan en la tabla 5.3.

Masa [kg]	Centro de gravedad [m]	Ix [kgm ²]	Iy [kgm ²]	Iz [kgm ²]
$4.77 \cdot 10^6$	GX = 0 GY=0 GZ=-30.959	$2.089 \cdot 10^8$	$2.089 \cdot 10^8$	$3.587 \cdot 10^8$

Tabla 5.3. Características del modelo

Con la ecuación 5.7 descrita anteriormente se calcula el volumen sumergido:

$$V_{ld} = \frac{P_{est}}{\rho_{H_2O} \cdot g} = \frac{(4.77 \cdot 10^6 + 6 \cdot 10^5) \cdot 9.8}{1024 \cdot 9.8} = 5244.14 \text{ m}^3 \quad (5.8)$$

Simplificando el modelo a un cilindro de 35 metros de largo y un diámetro de 15 metros se halla la línea de flotación:

$$h_f = \frac{V_{ld}}{A_{est}} = \frac{5244.14}{7.5^2 \cdot \pi} \approx 30 \text{ m} \quad (5.9)$$

Donde:

- h_f : altura de la línea de flotación desde la parte más baja del soporte [m].
- A_{est} : superficie de un círculo [m²].

Como en la parte superior tiene menos área transversal de la considerada para el cálculo, es razonable dejar un margen de 5 metros además, la consideración de la línea de flotación se hace en un mar en calma, es evidente que no va a operar así y la influencia de las olas hará que la línea varíe.

Para estudiar el comportamiento del conjunto en el mar se necesita el centro de gravedad y los momentos de inercia respecto al mismo, además de la masa del conjunto. Todo esto se recoge en la tabla 5.4. Pero antes se calcula el centro de gravedad de la estructura completa.

$$XG = \frac{\sum M \cdot XG'}{\sum M} = \frac{-8.5 \cdot 100000 + 1 \cdot 140000}{240000} = -2.95 \text{ m} \quad (5.10)$$

$$YG = \frac{\sum M \cdot YG'}{\sum M} = 0 \quad (5.11)$$

$$ZG = \frac{\sum M \cdot ZG'}{\sum M} = -21.14 \text{ m} \quad (5.12)$$

Se aplica el teorema de Steiner para calcular los momentos de inercia para el centro de masas global.

$$I_G = I'_G + Md^2$$

Donde:

- I_G : momento de inercia respecto a G global [kgm²].
- I'_G : momento de inercia respecto a G del cuerpo [kgm²].
- M : masa del cuerpo [kg].
- d : distancia del centro de gravedad del cuerpo al global [m].

	Momentos de inercia respecto su G			Momentos de inercia respecto G global		
	I _x	I _y	I _z	I _{xG}	I _{yG}	I _{zG}
Torre	$1.91 \cdot 10^7$	$1.91 \cdot 10^7$	$3.77 \cdot 10^6$	$2.23 \cdot 10^7$	$1.91 \cdot 10^7$	$1.33 \cdot 10^9$
Nacelle	$9.6 \cdot 10^5$	$3.12 \cdot 10^6$	$3.12 \cdot 10^6$	$3.17 \cdot 10^6$	$3.12 \cdot 10^6$	$1.53 \cdot 10^9$
Palas	-	-	-	$3.08 \cdot 10^6$	-	$1.08 \cdot 10^9$
Soporte	$2.089 \cdot 10^8$	$2.089 \cdot 10^8$	$3.587 \cdot 10^8$	$2.51 \cdot 10^8$	$2.09 \cdot 10^8$	$6.69 \cdot 10^8$
Total				$2.76 \cdot 10^8$	$2.31 \cdot 10^8$	$4.61 \cdot 10^9$

Tabla 5.4. Momentos de inercia locales y globales

También se procede al cálculo de los productos de inercia, representados en la tabla 5.5.

Tabla 5.5. Productos de inercia

	Distancia al centro de gravedad			Productos de inercia		
	X	Y	Z	P _{xy}	P _{xz}	P _{yz}
Torre	2.95	0	61.14	0	$6.4 \cdot 10^7$	0
Nacelle	3.95	0	104.65	0	$5.79 \cdot 10^7$	0
Palas	5.55	0	104.65	0	$5.81 \cdot 10^7$	0
Soporte	2.95	0	9.559	0	$1.35 \cdot 10^8$	0
Total					$3.15 \cdot 10^8$	

Sin embargo, para la simulación que se llevará a cabo para comprobar el comportamiento del soporte en el mar, se requiere el radio de giro (*radius of gyration*) representado en forma de matriz. Las componentes de la matriz se calculan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} r_{xx} &= \sqrt{\frac{I_{xG}}{M}} & r_{yy} &= \sqrt{\frac{I_{yG}}{M}} & r_{zz} &= \sqrt{\frac{I_{zG}}{M}} \\ r_{xy} &= \sqrt{\frac{P_{xy}}{M}} & r_{xz} &= \sqrt{\frac{P_{xz}}{M}} & r_{yz} &= \sqrt{\frac{P_{yz}}{M}} \end{aligned}$$

Por tanto, la matriz que representa el radio de giro es:

$$r_{ii} = \begin{pmatrix} 7.17 & 0 & 7.65 \\ 0 & 6.55 & 0 \\ 7.65 & 0 & 29.3 \end{pmatrix}$$

5.3. ELECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE ANCLAJE

Los cables son los encargados de mantener en la posición a la estructura, que puede moverse en 6 direcciones, denominadas: *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* y *yaw*, representadas en la figura 5.9

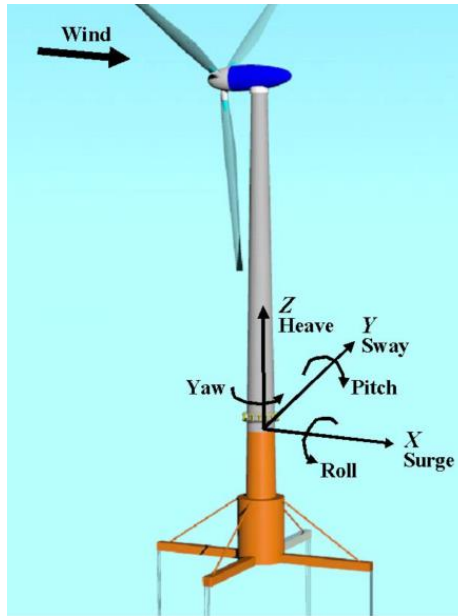


Figura 5.9. Representación de los 6 grados de libertad en estructuras marinas. (Fuente: NREL)

Como se explicó en el capítulo 3, cuando se hablaba de las '*mooring lines*' para profundidades mayores de 300 metros se usan cables de acero, aunque también se pueden utilizar de fibra sintética pero,

debido a que los fabricantes no ofrecen todas las características que se necesitan para una correcta simulación y se deberían hacer simplificaciones, se opta por utilizar los de acero.

Al tratarse de un tema en desarrollo no hay una opinión clara sobre la cantidad de cables que se deben usar, en este proyecto, siguiendo los pasos de la tesis doctoral de Matha, Denis '*Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform, to a Comparision to Other Floating Turbine Concepts*' [63] en colaboración con el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) se usan ocho cables de acero, dos por cada 'pata' de la TLP.

La elección del diámetro del cable también viene determinado por el tipo de plataforma que es. Para tipos semisumergibles el diámetro utilizado es menor, en torno a la mitad del requerido para TLPs, por tanto, siguiendo con la tesis antes mencionada, el diámetro de los cables debe estar entre los 10-15 centímetros, todo esto dependerá de la solución que se necesite y las solicitaciones a las que se encuentre la estructura. Para este caso de estudio el diámetro será de 12 centímetros.

Otros parámetros que se necesitan son el módulo de Young, para el acero 210 MPa, el peso efectivo por unidad de longitud, que es el peso del propio cable menos la fuerza del empuje por estar sumergido, en torno a los 1000 N/m, y la longitud del mismo, como se acopla a la parte alta de las 'patas' son 169 metros, el resumen de las características se encuentra en la tabla 5.6.

Número	8
Diámetro [m]	0.12
Longitud [m]	355
Módulo de Young [GPa]	210
Peso efectivo [N/m]	1000

Tabla 5.6. Propiedades de los cables de acero

En cuanto al anclaje al lecho marino, como el *software* utilizado para comprobar el comportamiento en el mar no es específico para tratar cómo actúan dichos anclajes, no es necesario detallar qué tipo se debe utilizar de los descritos en el capítulo 3, sección 3.3.3. Como tiene que soportar fuerzas verticales, al tratarse de una plataforma TLP, se debe colocar un ancla que se instale por succión incrustada (SEA) y no del tipo DLA que se utiliza con cables que formen una catenaria, es decir, que las fuerzas que lleguen sean solo en dirección horizontal.

Como se ha comentado al principio de esta sección, la utilización de los cables viene dada para controlar los movimientos de la estructura pero, para simplificar el modelo se restringen un desplazamiento y dos giros, concretamente no se consideran el *sway*, *roll* y *yaw*. Esto se debe a que la incidencia de las olas, provoca que los movimientos en estas direcciones puedan ser despreciados; según el estudio de Stewart, G. et al. '*Calibration and Validation of a FAST Floating Wind Turbine Model of the DeepCwind Scaled Tension-Leg Platform*' [79] para el NREL: "La simulación muestra grandes picos debido a los grados de libertad 'heave', 'pitch', 'surge' y la flexión de la torre. Como no existe excitación en el 'sway', 'roll' o 'yaw', estos grados de libertad se pueden ignorar para este test" La figura 5.10 muestra los picos de los grados de libertad.

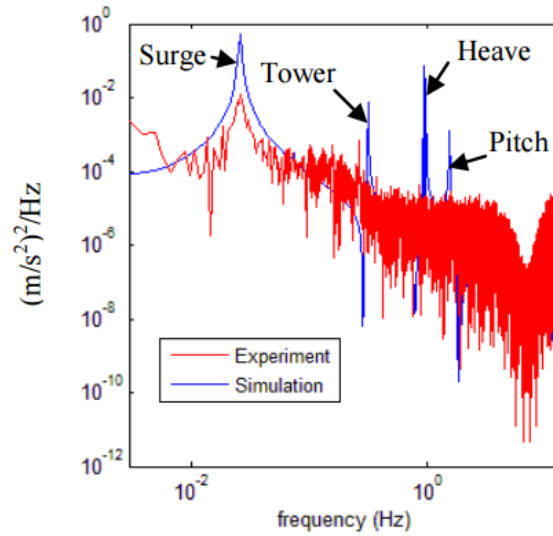


Figura 5.10. Importancia de los grados de libertad (Fuente: NREL)

5.4. CONDICIONES AMBIENTALES: OLEAJE

Las condiciones del oleaje vienen dadas por la información de la boya de Villano-Sisargas [71], que proporciona todos los datos necesarios para la simulación, recogidos en la tabla 5.7.

Altura significativa media [m]	2.5
Periodo medio [s]	15.9
Periodo más corto [s]	7.7
Periodo más largo [s]	19.9
Número de periodos	20

Tabla 5.7. Condiciones del oleaje

Como se ha explicado en el capítulo 4, la caracterización del mar sigue unos modelos llamados espectros, siendo los más comunes el Pierson-Moskowitz y el JONSWAP; aunque el programa permite introducir los datos del oleaje para definir uno que defina de forma más precisa el mar estudiado no se realizará esto por lo complejo del proceso y que no se necesitan unos resultados muy exhaustivo. Se ha optado por elegir el modelo Pierson-Moskowitz debido a que las condiciones marinas no son muy agresivas y no se registran picos en los datos, como se puede observar en la figura 4.9.

5.5. CONDICIONES AMBIENTALES: VIENTO

El viento incide en la torre y en las palas del aerogenerador, lo que causará unas reacciones y momentos en la plataforma que deben ser analizadas. El procedimiento ideal para llevar a cabo esta tarea sería realizar un análisis aeroelástico del aerogenerador pero, debido a la gran cantidad de especificaciones técnicas que se necesitan sobre la turbina eólica, no es disponible la realización del mismo.

El ‘*National Renewable Energy Laboratory*’ mencionado a lo largo de este capítulo, dispone de una herramienta para calcular las fuerzas que ejerce el viento al incidir en un aerogenerador. El *software* se llama FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence*) y dispone de los datos obtenidos para una turbina de 5 MW [80] en diferentes plataformas (TLP, barge, semisumergible...).

En el proyecto de Jordi Segales [65], sigue el mismo procedimiento y el resumen de las fuerzas y momentos para condiciones de trabajo normales que halla se muestran en la tabla 5.8.

F_x (kN)	1050
F_y (kN)	-5
F_z (kN)	0
M_x (kNm)	10400
M_y (kNm)	87000
M_z (kNm)	500

Tabla 5.8. Resumen fuerzas y momentos en la base de la torre

Capítulo 6: Análisis del comportamiento en el mar

Para comprobar si el diseño que se ha realizado es apropiado para su uso se procede a hacer un análisis del comportamiento de la estructura en el mar. Otra prueba que se realiza es la estabilidad estructural de los componentes del soporte, haciendo especial hincapié en las pontonas.

En el ámbito del análisis marino se opta por utilizar ‘*SeaFEM*’ como *software*, debido a que permite, mediante el uso de elementos finitos, simular el mar, con el espectro de olas requerido y los elementos que interactúan con él. De esta forma se evalúan los desplazamientos que tiene la estructura, así como las presiones a las que está sometida por efecto del oleaje y las olas que refleja. Para realizar el análisis de forma correcta se tiene que realizar un pre-proceso y un post-proceso. El primero se ha realizado en el capítulo 5, caracterización del modelo, a excepción de las consideraciones numéricas, como el número de procesadores, el *time step*, el tiempo de la simulación o las iteraciones. Todos los datos necesarios para realizar la simulación correctamente se desarrollan a continuación.

Con motivo de realizar un mallado preciso en la zona crítica que es la más cercana a la estructura que se evalúa, el dominio computacional se divide en dos áreas delimitadas, que se pueden observar en la figura 6.1.

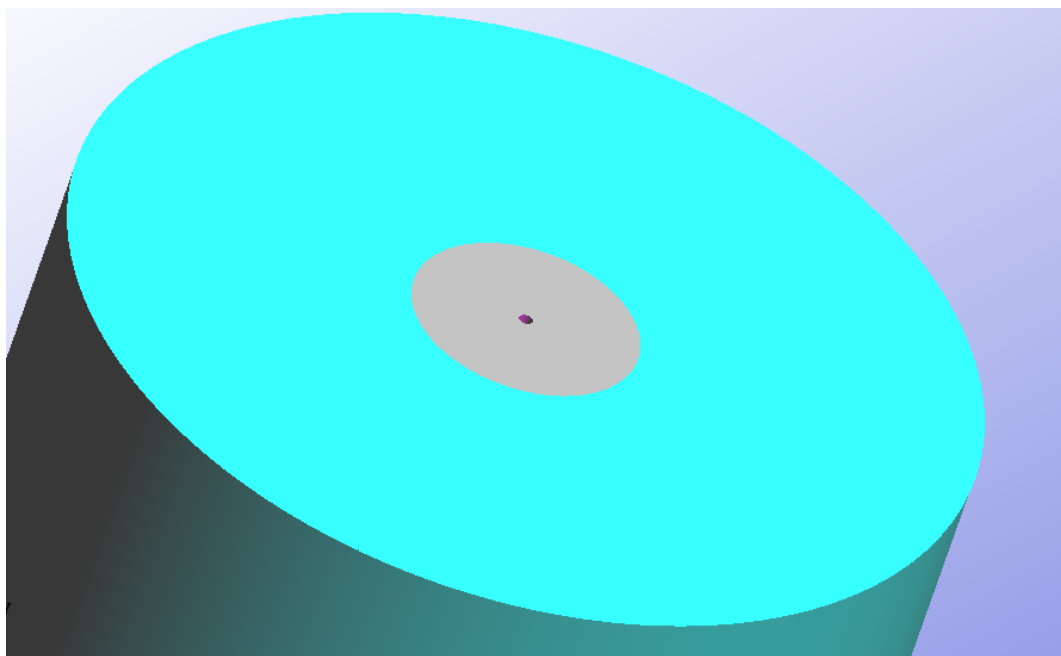


Figura 6.1. Dominio computacional del análisis. En gris la zona más cercana a la estructura, que requiere de un mallado más fino.

Se realiza una geometría cilíndrica debido a que, en los análisis realizados por la propia empresa del *software* de estructuras semisumergibles o de TLPs [78 y 81] lo realizan de esa forma. El diámetro de las zonas es de 100 y 400 metros respectivamente; la parte superior de los cilindros son consideradas como *'free surfaces'* superficies libres, los laterales se les impone la condición de contorno de *'outlet'* salida y, la parte inferior se denomina *'bottom'* fondo.

La mayoría de los datos numéricos del análisis, tales como el *time step* o el *output step* son seleccionados de forma autónoma por el programa, que evalúa cuáles son lo más convenientes para cada tipo de simulación. Sin embargo, si hay que decidir la duración del análisis, es decir, cuánto tiempo se va a evaluar, este tiempo en proyectos como el realizado por Denis Matha [63] es de 10000 segundos, sin embargo, debido a las limitaciones computacionales, no se puede hacer una simulación que tenga tal duración. En otros análisis menos precisos, como el de la estructura GVA 4000 [81] o el diseño del soporte TLP de Jordi Segalés [65] es de 180 y 600 segundos respectivamente; en el caso estudiado se decide que, tras probar ambos análisis con una malla poco refinada (300000 elementos, aproximadamente) para realizar los cálculos más rápido, no varían de manera significativa. Sin embargo, sí es interesante saber cómo se comporta la estructura después de los instantes iniciales, de este modo se proponen 300 segundos y una malla más ajustada (que se explica a continuación) como modelo idóneo para una simulación.

6.1. ESTUDIO DE LA MALLA

Para realizar el mallado, el programa diferencia entre puntos, líneas, superficies y volúmenes; de esta forma se puede dar un tamaño de elemento adecuado para cada uno de ellos. Como los resultados más precisos se requieren para el soporte y la zona cercana a este, la malla es más fina. Los tamaños de los elementos de la estructura se muestran en la figura 6.2.

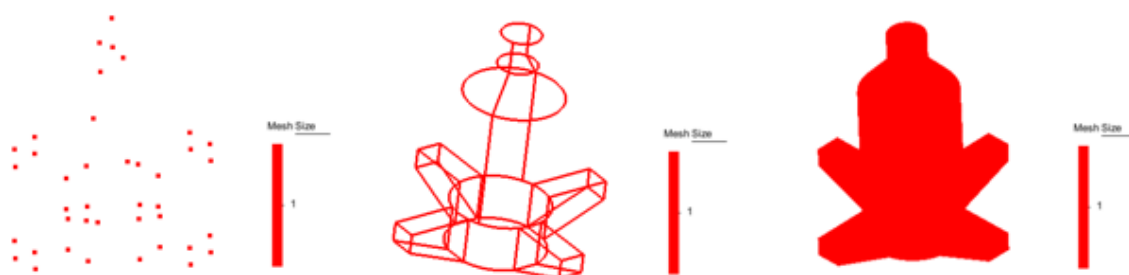


Figura 6.2. (a): tamaño de los puntos. (b): tamaño de las líneas. (c): tamaño de las superficies

Se puede observar que todos los elementos tienen el mismo tamaño, 1 metro, se pueden poner elementos más pequeños pero, evidentemente, aumenta el tiempo computacional. En la figura 6.2 también se puede observar que no se detalla la malla del volumen, esto es así porque el *software* no permite en la estructura *'body'* tener volumen. El soporte tiene 5024 elementos y 2522 nodos.

Por otro lado, el cilindro interior del dominio computacional, en gris en la figura 6.1, sí se divide en varios tamaños de elementos, se observa en la figura 6.3.

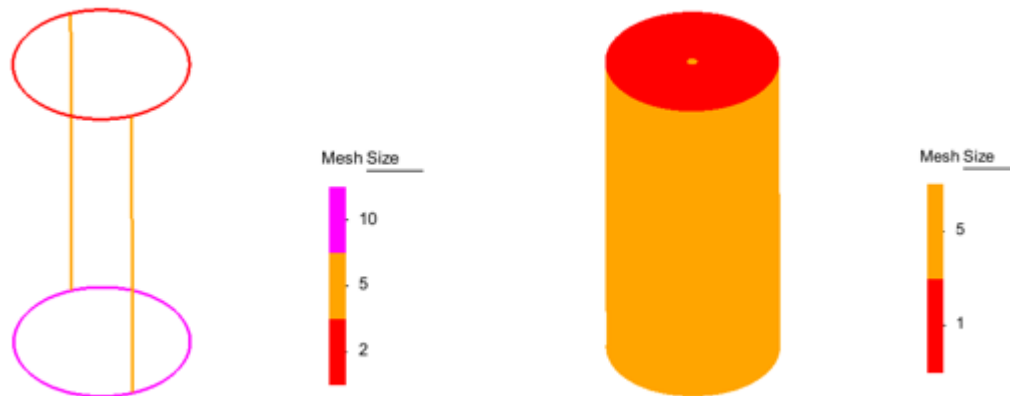


Figura 6.3. (a): tamaño de las líneas. (b): tamaño de las superficies

El tamaño de los elementos del volumen es de 3 metros. Al ser una zona con volumen la cantidad de elementos y de nodos es mayor, 668803 y 121200 respectivamente.

Para la última zona se permite que el programa utilice el tamaño de malla que considere oportuno, siendo 30 metros el máximo. De esta forma el número total de elementos con los que cuenta el modelo es de 1105114 y 187541 nodos. La figura 6.4 muestra la geometría mallada.

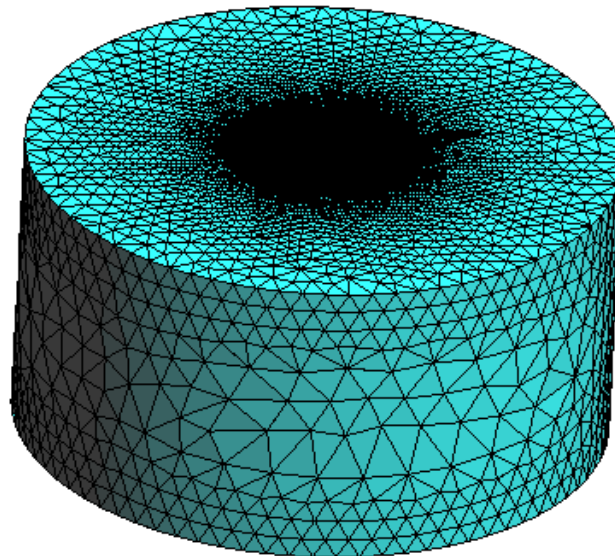


Figura 6.4. Dominio computacional mallado

6.2. MOVIMIENTOS DEL SOPORTE

Como se describió en el capítulo 5, los movimientos que se evalúan son el *surge*, *heave* y *pitch* debido a la restricción de los otros tres (*sway*, *roll* y *yaw*).

6.2.1. SURGE

El surge es el movimiento que sufre la estructura en el sentido que inciden las olas y el viento, además se verá afectado por las tensiones de los cables que mantiene la estructura en una zona determinada. Por tanto, en el gráfico 6.1 que muestra el *surge* se aprecian las oscilaciones debidas a las olas y a la tensión de los cables.

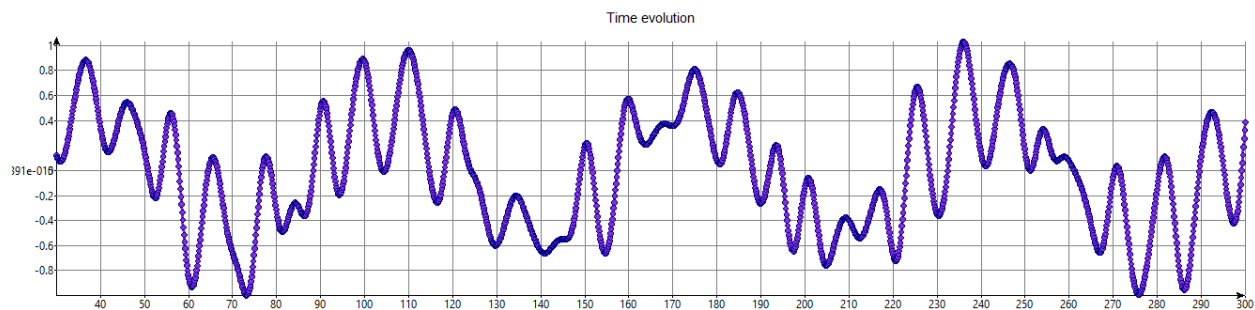


Figura 6.5. Representación del Surge

El valor máximo que alcanza es de 1 metro en ambos sentidos; menor desplazamiento del obtenido en algunos estudios [73] aunque, en este caso se obtienen unas oscilaciones más pronunciadas. Una posible solución es la utilización de cables más rígidos, utilizando otro tipo de material (del que no se disponen datos para la correcta simulación) o un aumento de diámetro de los mismos; esto último no es conveniente debido al encarecimiento de la operación.

6.2.2. HEAVE

Para realizar la simulación se analizan los resultados desde los 30 segundos hasta los 300; no se tienen en cuenta los primeros instantes debido a que la estructura se debe estabilizar. Sin embargo, el *Heave*, que es el movimiento vertical del soporte tarda más de lo esperado en conseguir la oscilación periódica por la que se caracteriza, tal y como se puede observar en el gráfico 6.2.

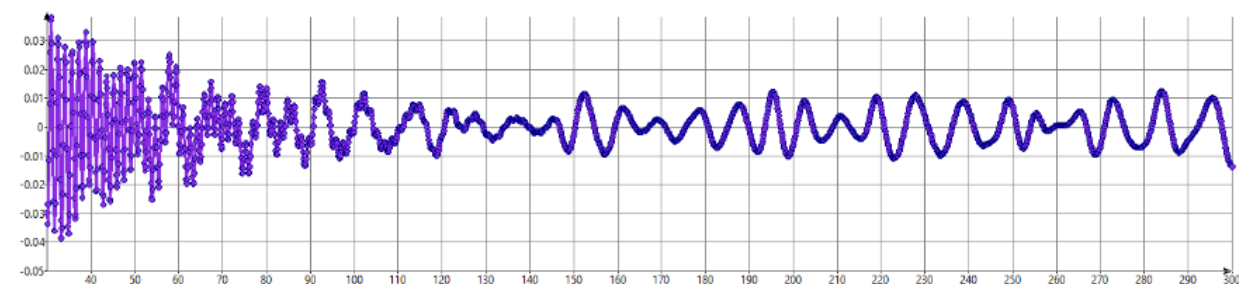


Figura 6.6. Representación del Heave

El movimiento vertical del soporte comienza a estabilizarse a los 140 segundos; si se realizara un análisis más detallado, de más duración en la simulación, se vería cómo los movimientos del *Heave* tienden a ser constantes.

Tal y como se aprecia en el gráfico 6.3, donde el *Heave* se encuentra estabilizado, los movimientos varían alrededor del 0, tal y como se indica en el trabajo de Antoni Canela y Jordi Segalés [82], de no ocurrir esto sería motivo de un error en el pre-proceso.

Como se ha comentado, el *Heave* muestra el movimiento vertical del soporte. En este caso particular las variaciones son de un centímetro, puede parecer un valor pequeño, teniendo en cuenta el gran tamaño de la estructura pero, atendiendo a otros trabajos en los que se estudian los desplazamientos de plataformas TLP, se comprueba que está en la media (0.012 metros en [73] en condiciones marítimas similares, altura 2.75 metros y periodo 11.3 segundos) o incluso por encima (0.001 metros en [65]).

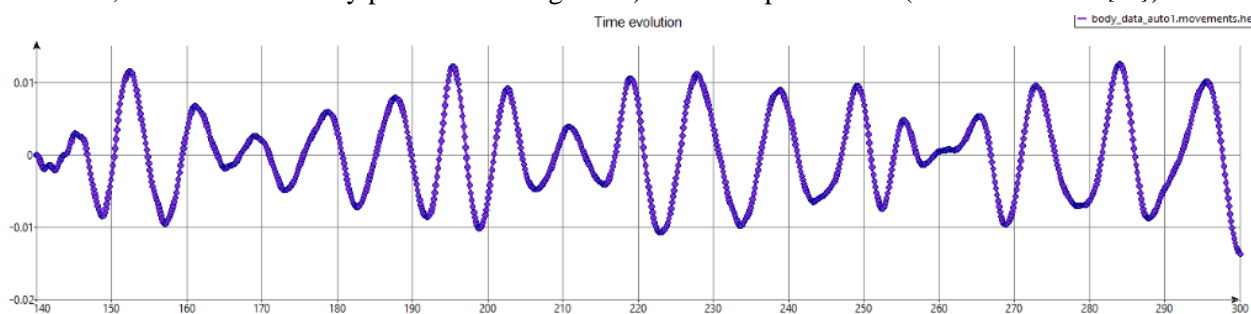


Figura 6.7. Representación del Heave estabilizado

Los aerogeneradores requieren que las oscilaciones que sufran en todas las direcciones sean mínimas para que la potencia generada sea lo más constante posible. Aunque el autor del proyecto considera que el desplazamiento vertical que sufre el soporte es aceptable, si por razones de operación se necesita un movimiento menor, se puede conseguir con un pretensado de los cables mayor o con una mayor rigidez de los mismos.

6.2.3. PITCH

En este caso el *pitch*, que es el balanceo de la estructura en el sentido de las olas, varía mínimamente, tal y como se aprecia la figura 6.8; obteniendo una oscilación similar a la de otros proyectos del mismo tipo [65] ya que la oscilación se encuentra en torno 0.04 radianes, 2.29 grados; es decir, el rotor se desplaza, aproximadamente, 3.2 metros; acorde a los resultados obtenidos por otros estudios [73].

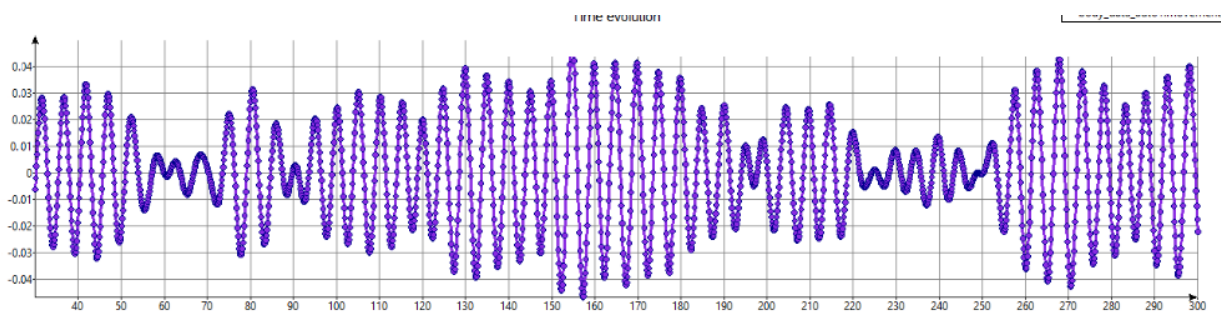


Figura 6.8. Representación del Pitch

En el gráfico 6.4 se observa un efecto descrito en el capítulo 4, sección 4.2.2. el metacentro:

“Una gran distancia entre el centro de gravedad y el metacentro \overline{GM} ofrece una gran estabilidad y velocidad de recuperación y viceversa [...]”.

Como se aprecia en el gráfico antes mostrado, el periodo es muy pequeño, lo que dota de gran velocidad de recuperación al soporte, esto es beneficioso para el caso de plataformas TLPs, Spar... pero no para barcos ya que se reduce la comodidad [83].

6.3. INFLUENCIA DEL OLAJE Y LOS CABLES EN EL SOPORTE

El oleaje y las *mooring lines* generan unas tensiones, medidas en Pascales por el programa, que se evalúan para cada instante de tiempo. En esta sección se examinan las presiones a las que está sometida el soporte para distintas olas incidentes. No se realiza un examen de las olas reflejadas al no considerarse oportuno por la poca información que aporta al estudio.

Para el instante inicial, 30 segundos, el espectro Pierson-Moskowitz muestra el escenario de la figura 6.5.

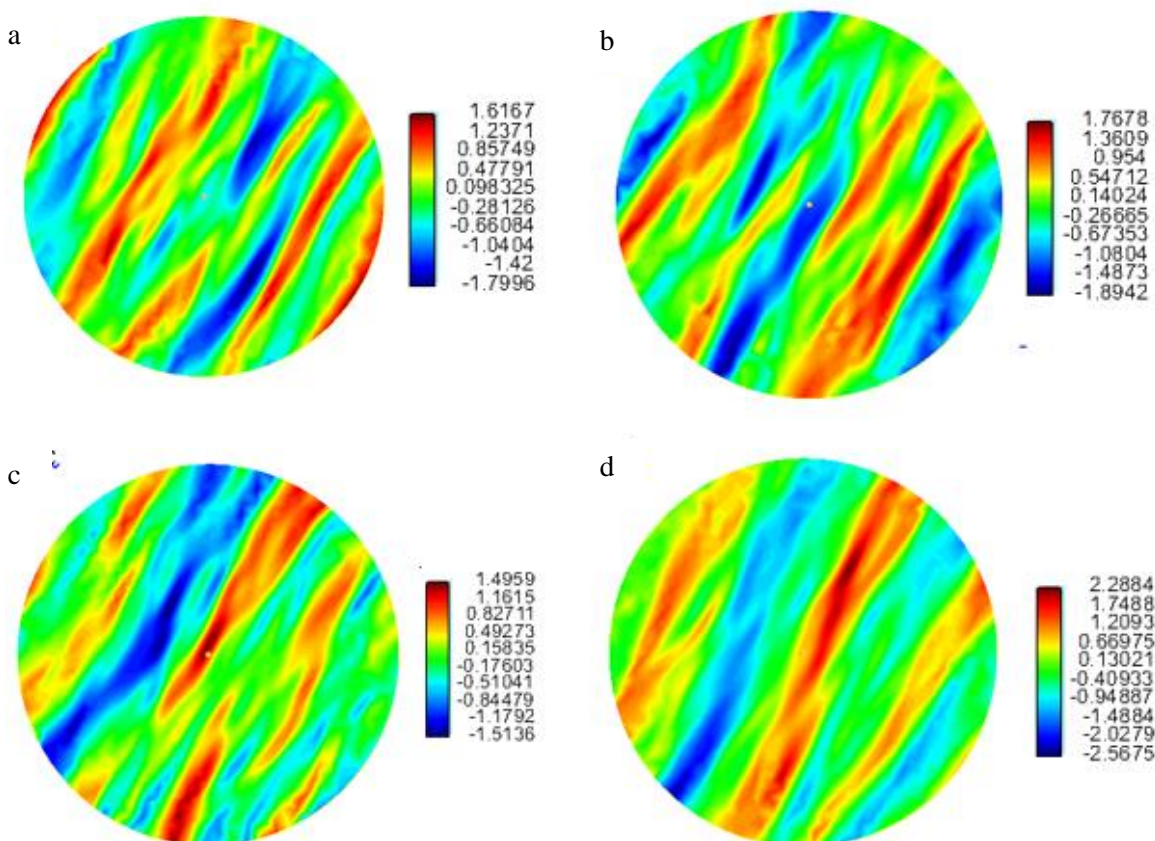


Figura 6.9. Olas incidentes (a) $t=30$ s; (b) $t=80$ s; (c) $t=148$ s; (d) $t=225$ s

Para cada espectro de olas se obtiene una distribución de presiones en el soporte, tal y como se observa en la figura 6.6; en la que se simulan las deformaciones que sufre el mismo.

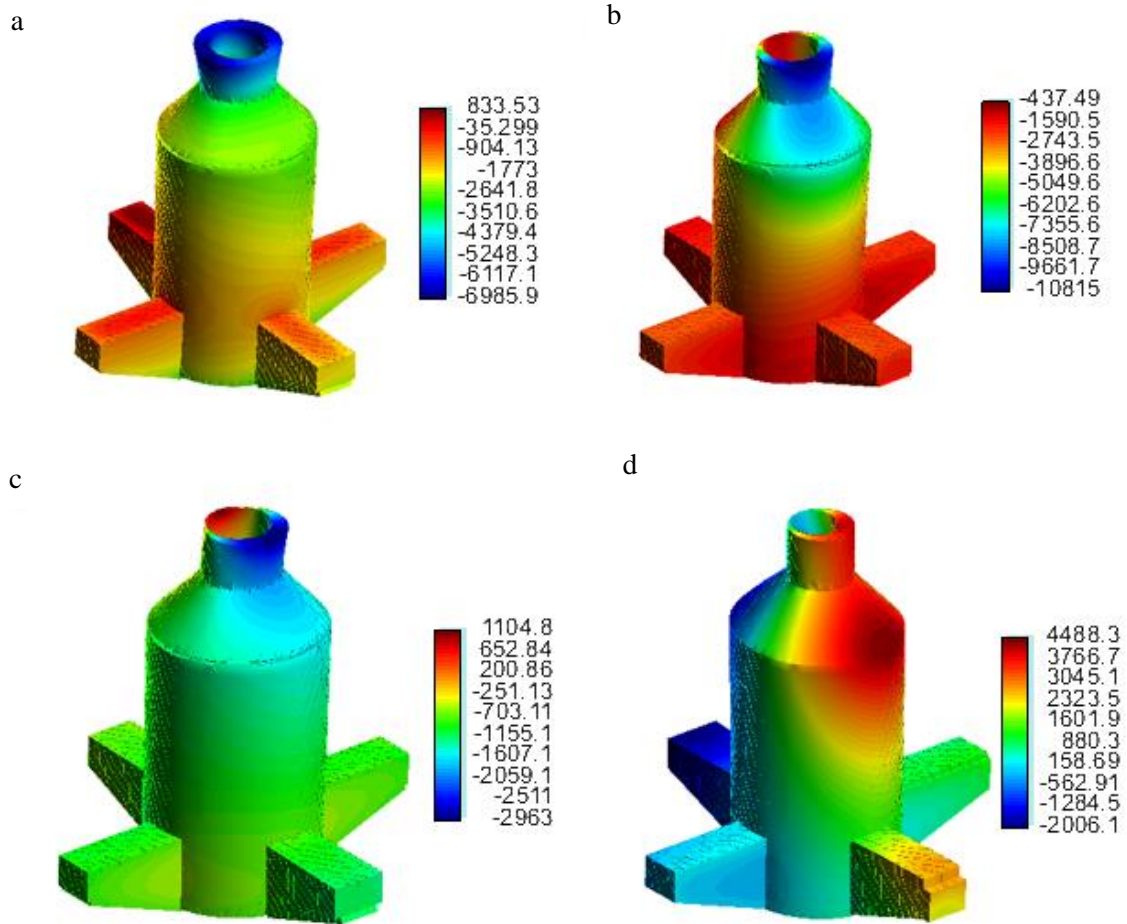


Figura 6.10. deformación soporte TLP (a) $t=30$ s; (b) $t=80$ s; (c) $t=148$ s; (d) $t=225$ s

Estos datos obtenidos pueden ser útiles para realizar un análisis estructural ya que se ven las zonas que presentarán una mayor tensión y puede servir para reforzarlas.

Capítulo 7: Análisis estructural

En este capítulo se da una primera visión de las características estructurales que tiene que tener el modelo, así como las cargas que sufre el mismo. No se realizará una simulación debido a que la complejidad de la misma excede los conocimientos del autor del proyecto. Sin embargo, sí se realizan los cálculos previos o el pre-proceso, que serían necesarios efectuar la dicha simulación en el caso de los pontones, que es el elemento diferenciador con respecto otros soportes TLP.

7.1. COMPOSICIÓN DE LA ESTRUCTURA TLP

La composición básica de la plataforma es el lastre de hormigón, utilizado tanto para otorgar estabilidad al conjunto como para servir de nexo de unión de los cables entre el lecho marino y la estructura. Por otro lado, la estructura de acero confiere de flotabilidad al conjunto, además tiene que soportar la incidencia de las olas a las que está sometida y, por otro lado, dar una respuesta en caso de filtraciones de agua.

7.1.1. DISEÑO ESTRUCTURAL DE LA PARTE METÁLICA

Para realizar el diseño de la estructura de la parte compuesta de acero se siguen las normativas DNV-OS-C101: *Design of offshore steel structures, general (LRFD Method)* [84] y DNV-OS-B101: *Metallic materials* [85]. Estas regulaciones establecen el estudio de los estados límites ULS (*Ultimate limit states*, corresponde a la máxima resistencia del material), FLS (*Fatigue limit states*, fallos debido a las cargas cíclicas) ALS (*Accidental limit states*, debido a errores o accidentes) y SLS (*serviceability limit states*, criterio aplicable para la durabilidad).

Según la misma normativa lo que dota de estabilidad estructural es que, el efecto de la carga de diseño (S_d) no exceda la resistencia de diseño (R_d). Para hallar S_d se utiliza la siguiente expresión:

$$S_d = \sum_{i=1}^n \gamma_{fi} \cdot S_{ki} \quad (7.1)$$

Donde:

- γ_{fi} : factor de carga.
- S_{ki} : efecto de carga característico.

Para hallar la resistencia de diseño se utiliza la ecuación:

$$R_d = \phi R_k \quad (7.2)$$

Donde:

- ϕ : factor de resistencia. $\phi = 1/\gamma_M$; donde γ_M es el factor del material.
- R_k : resistencia característica.

Esto es, lo que según normativa, debe cumplir una estructura TLP sometida a cargas, como no se realizará un análisis con cargas dinámicas debido a los motivos explicados anteriormente, se decide utilizar modelos básicos probados. Un estudio de la estructural simulando dichas solicitaciones cíclicas puede ser una vía para futuros trabajos.

Todas las estructuras modernas que operen en el mar se encuentran subdivididas por secciones conocidas como mamparos (*bulkheads*), que la protegen de que, en caso de fallo, se llene de agua. Esto es muy utilizado en barcos, tal y como se observa en la figura 7.1, sin embargo, el concepto es extrapolable al soporte TLP.

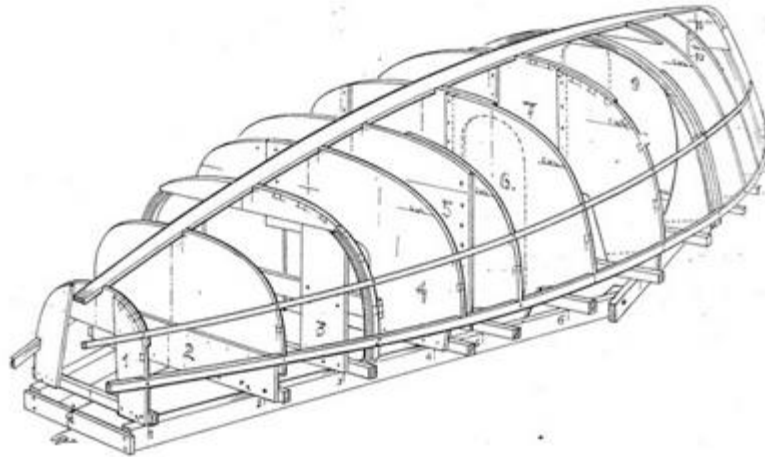


Figura 7.1. Mamparos de un barco. (Fuente: Wit Blits)

Por otro lado, el MIT apunta al uso de esos mamparos como ayuda adicional a la estabilidad estructural [86], relacionando directamente el número de estos con una mayor integridad estructural pero que, como era de esperar, aumenta el peso y el coste de la estructura.

De todas formas, la estabilidad estructural de la plataforma no solo depende del uso de mamparos, también se utilizan refuerzos anulares y verticales para incrementar la integridad; tal y como se muestra en la figura 7.2.

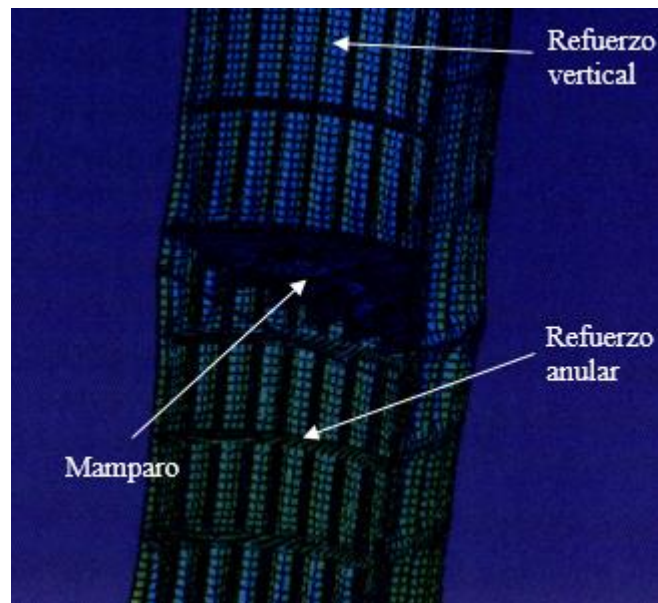


Figura 7.2. Representación de los refuerzos de la TLP [86]

La utilización de los refuerzos está determinada por el tipo de esfuerzo que sufre la estructura; siendo los flexores los de mayor magnitud [65]; que son contrarrestados con las barras verticales de la figura 7.1. Por otro lado, como consecuencia de ser una estructura sumergida, está sometida a grandes presiones, que provocan un hundimiento de la chapa, los mamparos junto con la utilización de refuerzos anulares evitan este efecto.

En el estudio realizado por Jordi Segalés [65] se evalúan cómo afectan las cargas en la estructura sin refuerzos, mostrado en la figura 7.2, en el que se alcanzan tensiones cercanas al límite de rotura del acero (410 MPa).

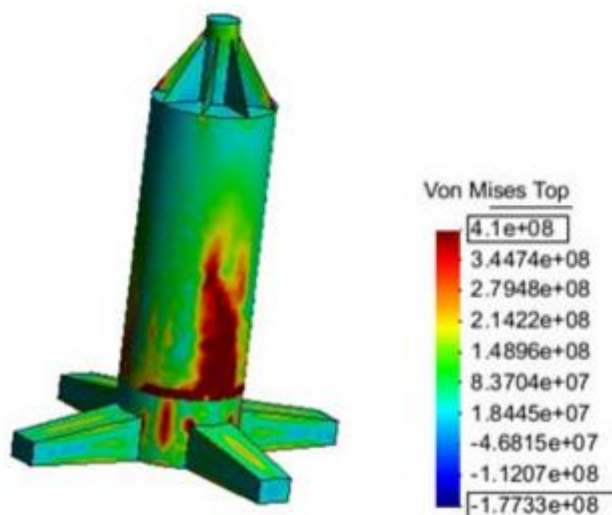


Figura 7.3. Representación de los esfuerzos en una estructura TLP [65]

Es importante resaltar que, en la figura 7.2, el espesor de la chapa de acero que se usa es de 25 mm y en el posterior ensayo se aumenta hasta los 30 mm, además de la utilización de los refuerzos. En el modelo de este proyecto el espesor de la chapa es de 35 mm además de tener una longitud menor (las presiones en la base serán menores, que es donde se concentran los puntos críticos) 35 frente a 52 metros. Por lo tanto, el modelo propuesto en este trabajo debería cumplir con la estabilidad estructural requerida para este tipo de construcciones.

7.1.2. DISEÑO ESTRUCTURAL DE LOS PONTONES

En lo que al diseño de los pontones se refiere los diferentes autores que estudian plataformas TLP no se ponen de acuerdo en cómo diseñarlos. Dependiendo del diámetro del cilindro central, que ejercerá más o menos fuerza de empuje según aumente, se tendrán que diseñar de una u otra forma. Como en el presente proyecto se da un diseño general, es decir, no está condicionado a ningún aerogenerador en particular, se opta por plantear un modelo en el que puedan ser montados aerogeneradores más pesados, de ahí que la fuerza de empuje que se genera es muy grande y se tenga que utilizar un lastre como el hormigón. Esto se realiza porque, en el caso de que pase como en los aerogeneradores terrestres, que han aumentado de tamaño y de potencia, el soporte siga siendo válido, con la única remodelación de la cantidad de hormigón necesaria.

Otra de las opciones de diseño es la curvatura de los pontones que, al estar en desarrollo, no está establecido un patrón el cual seguir. Se ha utilizado como referencia la plataforma *SeaStar* [76] que se

estudió en el capítulo 5, así como seguir el esquema de estructuras en las que ya se han probado los soportes TLP y que se llevan más tiempo estudiando, como son las plataformas petrolíferas, tal y como se observa en la figura 7.3.



Figura 7.4. Estructura TLP para la extracción de petróleo (Fuente:TBNC-California)

Ya se ha explicado el porqué del hormigón en el soporte del aerogenerador, las otras soluciones que estudia el mercado son el lastre por agua, que se descartó en el capítulo 5, sección 5.2.2, debido a la necesidad de un centro de gravedad bajo que, debido a la baja densidad del agua con respecto al hormigón no se conseguía. Otra de las opciones es no utilizar lastre, la ventaja más clara de no usarlo es el ahorro de material, pero como consecuencia el centro de gravedad está más alto, lo que conlleva a un momento recuperador menor (tal como se observa en el *pitch*, capítulo 6) y pérdidas de potencia.

Se utilice lastre o no estos dos métodos tienen que reforzar también los pontones de la estructura, porque están huecos y no soportarían las cargas a las que están sometidos. Se lleva una solución parecida a la realizada en la parte tubular, tal y como se observa en la figura 7.4.

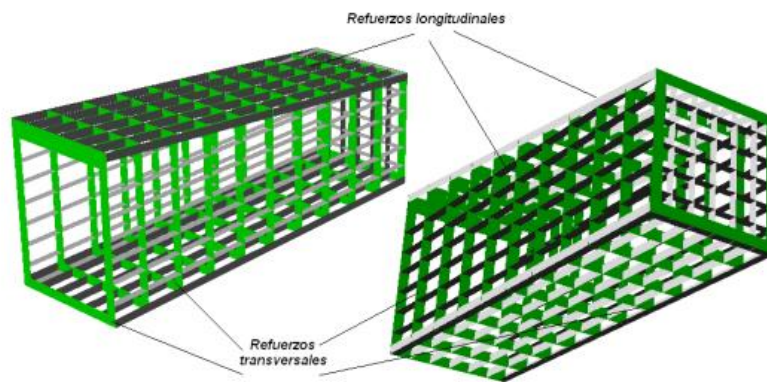


Figura 7.5. Refuerzos en los pontones [73]

En el caso presentado en este proyecto no son necesarios refuerzos, debido a que la estructura es un cuerpo sólido de hormigón, siendo el exterior de chapa de acero, espesor 35 milímetros, como el resto de la estructura. Una representación gráfica de los pontones se puede observar en la figura 7.5.

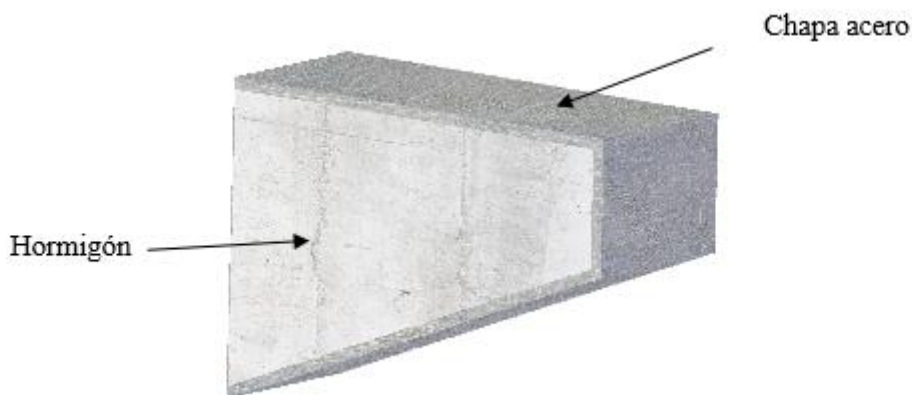


Figura 7.6. Detalle de los pontones

Todas las cargas que sufre el modelo se detallan a continuación para que puedan ser estudiadas en caso de querer profundizar en el tema. Tal y como se explica en el capítulo 8, trabajos futuros, el estudio detallado del análisis estructural puede ser interesante.

7.1.2.1. Caracterización del modelo

Antes de realizar la simulación del modelo se deben conocer las cargas a las que está sometido, así como las propiedades de los materiales que lo componen.

Las cargas consideradas son la debida al peso propio de los pontones, a la presión de la columna de agua y la tensión de los cables.

Lo más difícil de calcular analíticamente es la tensión que sufren los cables pero, en el capítulo 6, el programa *SeaFEM* también arrojaba resultados sobre la máxima tensión que soportan los cables en las tres direcciones del espacio. Como era de esperar, en la dirección z , es decir, en sentido hacia el lecho marino, es donde se producen las mayores tensiones. La tabla 7.1 recoge las tensiones máximas que sufren los cables.

F_x [N]	-4947.6
F_y [N]	0.88
F_z [N]	$-2.0453 \cdot 10^6$

Tabla 7.1. Tensiones sufridas por los cables

Se puede comprobar que la tensión máxima a la que está sometido el cable de acero no excede la tensión máxima que resiste este material:

$$\sigma_{\max} = \frac{|F_z|}{S_{\text{cable}}} = \frac{2.0453 \cdot 10^6}{0.06^2 \cdot \pi} = 180.84 \text{ MPa} < 410 \text{ MPa}$$

La presión que sufre por estar sumergido también está disponible en los cálculos realizados anteriormente, se observa en la imagen 7.6, cómo varía en función de la profundidad.

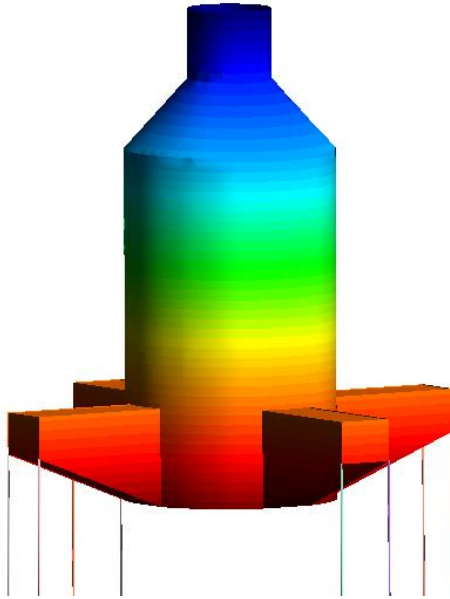


Figura 7.7. Presión a la que está sometida la estructura TLP

Los valores en los pontones varían desde los $2.8023 \cdot 10^5$ Pa en la parte más alta hasta los $3.5558 \cdot 10^5$ en la zona que se encuentra a más profundidad. La variación con la que se trabajará en el apartado estructural será lineal, por tanto la ecuación que indica esta transición es la siguiente:

$$f(z) = 2.8023 \cdot 10^5 + z \cdot 10764.29 \quad (7.1)$$

También hay que tener en cuenta la presión debida a la velocidad del fluido impactando sobre la estructura, conocida como presión dinámica, es importante sobre todo para evaluar la parte alta del soporte, que es donde alcanza sus máximos. En los pontones es despreciable frente a la presión debida a estar sumergido, ya que el máximo valor que alcanza es de unos 5000 Pa.

Con todos estos datos y considerando las cargas dinámicas que sufren los pontones como efecto de las corrientes marinas, se puede realizar la simulación.

Capítulo 8: Conclusiones y trabajos futuros

8.1. CONCLUSIONES

Se puede determinar que los dos objetivos iniciales propuestos en el capítulo 1, que consistían en diseñar una estructura TLP que otorgara estabilidad en la flotación y estructuralmente, se han alcanzado.

Asimismo se obtienen una serie de conclusiones tras la realización del trabajo; entre ellas cabe destacar la importancia de un centro de gravedad bajo, que otorga una rápida recuperación ante las cargas producidas por el viento y las olas. Esta idea se obtiene de las estructuras tipo *spar* que basan su estabilidad en este efecto.

Otra de las conclusiones obtenidas es la importancia del estudio de los grados de libertad del soporte que, sobre todo para ahorrar tiempo computacional tiene un gran valor. Con solo evaluar tres de los seis grados de libertad de los que realmente dispone una estructura marina se pueden obtener resultados bastante precisos.

La complejidad del problema ha conllevado la simplificación en algunas partes y la utilización de bibliografía en otras para completar de la forma más correcta posible el diseño del soporte. El uso de herramientas de *software* especializado ha supuesto una ayuda extra para dotar de más realismo al proyecto que, posiblemente, no se podría haber realizado analíticamente.

Como no existen limitaciones o normas que rijan este tipo de estructuras en el sentido de la estabilidad en el mar, los datos se han comprobado con otros proyectos similares obteniendo unos resultados parecidos a los mismos. Para la estabilidad estructural sí existe la norma DNV que ha servido de guía a la hora de evaluar las soluciones, aunque este capítulo no es del todo riguroso al no realizar una simulación con todas las cargas que afectan a la estructura.

8.2. TRABAJOS FUTUROS

Además del interés de los resultados obtenidos en el presente proyecto también puede ser útil como base para ampliar ciertas áreas:

- Realizar un análisis más preciso de la estabilidad estructural de la estructura, efectuando una simulación con todas las cargas, estáticas y dinámicas, que sufre el soporte.
- Comprobar la estabilidad de flotación de una estructura TLP frente a tipo *Spar*. No es aconsejable compararlas con semisumergibles por la variedad que existe en estas últimas.
- Estudiar la viabilidad de un parque eólico marino y flotante en las costas españolas.
- Comparar los costes ocasionados por la construcción del soporte, el parque eólico y la implementación a la red eléctrica.
- Hacer un análisis de la influencia de las cargas del viento en el soporte. Es conveniente el uso de la herramienta FAST, por lo extendido que está.

Referencias

- [1]: International Energy Agency. *World Balances 1990-2012* [en línea]. [Consulta: 14 de marzo de 2015]. Disponible en web:
<http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=WORLD&product=balances&year=2012>
- [2]: International Energy Agency. *IEA Energy Atlas* [en línea]. [Consulta: 14 de marzo de 2015]. Disponible en web:
<http://energyatlas.iea.org/?subject=1378539487#>
- [3]: Quaschnig, V. *Understanding Renewable Energy Systems*. Primera edición. Gateshead: Bath Press. 2005. ISBN 1-84407-128-6
- [4]: INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. *Plan de energías renovables (PER) 2011-2020*. Madrid: 2010
- [5]: EURSTAT. *Primary production of renewable energy by type* [en línea]. [Consulta: 14 de marzo de 2015]. Disponible en web:
<http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=ten00081&plugin=1>
- [6]: Global Wind Energy Council. *Global installed wind power capacity (MW) –Regional Distribution* [en línea]. [Consulta: 14 de marzo de 2015]. Disponible en web:
http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/02/5_global_installed_wind_power_capacity_MW-regional_distribution.jpg
- [7]: INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. PANER
- [8]: Erenovable. *¿Cuáles son las principales fuentes de energías del mundo?* [en línea]. [Consulta 6 de junio de 2015]. Disponible en web:
<http://erenovable.com/principales-fuentes-de-energia-del-mundo/>
- [9]: World Energy Council. *Energy resources: Biomass* [en línea]. [Consulta: 16 de marzo de 2015]. Disponible en web:
<http://www.worldenergy.org/data/resources/resource/biomass/>
- [10]: DENA. *Energía hidroeléctrica* [en línea]. [Consulta: 17 de marzo de 2015]. Disponible en web:
<http://www.renewables-made-in-germany.com/es/renewables-made-in-germany/tecnologias/energia-hidroelectrica.html>
- [11]: Solarweb. *Energía solar térmica* [en línea]. [Consulta: 15 junio de 2015]. Disponible en web:
<http://www.solarweb.net/solar-termica.php>
- [12]: Energía solar térmica. *Energía solar térmica* [en línea]. [Consulta 15 de junio de 2015]. Disponible en web:
<http://www.energiasolartermica.biz/>
- [13]: EKIDOM. Energías renovables. *Historia de la energía eólica* [en línea]. [Consulta: 17 de marzo de 2015]. Disponible en web:

<http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-eolica>

[14]: The European Wind Energy Association. *Wind in power. 2014 European statistics* [en línea]. [Consulta: 18 de marzo de 2015]. Disponible en web: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2014.pdf>

[15]: El periódico de la energía. *Solo cuatro países de la UE instalan menos potencia eólica que España en 2014* [en línea]. [Consulta: 18 de marzo de 2015]. Disponible en web: <http://elperiodicodelaenergia.com/solo-cuatro-paises-de-la-ue-instalan-menos-potencia-eolica-que-espana-en-2014/>

[16]: Global Wind Energy Council. *Global wind energy outlook 2014* [en línea]. [Consulta: 19 de marzo de 2015]. Disponible en web: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf

[17]: Global Wind Energy Council. *Global wind report. Annual market update 2013* [en línea]. [Consulta: 19 de marzo de 2015]. Disponible en web: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report_9-April-2014.pdf

[18]: Docsetools. *La energía eólica marina* [en línea]. [Consulta: 20 de marzo de 2015]. Disponible en web: http://docsetools.com/articulos-informativos/article_70341.html

[19]: Greenpeace. *Energía eólica marina en Europa* [en línea]. [Consulta 14 de abril de 2015]. Disponible en web: <http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/other/energia-eolica-marina-en-europ.pdf>

[20]: Massachusetts Institute of Technology. *Floating Wind Turbines* [en línea]. [Consulta 14 de abril de 2015]. Disponible en web: <http://web.mit.edu/windenergy/windweek/Presentations/P6%20-%20Sclavounos.pdf>

[21]: Günter D. Roth. *Meteorología. Formaciones nubosas y otros fenómenos meteorológicos. Situaciones meteorológicas generales. Pronósticos del tiempo*. Barcelona:Ediciones Omega, 2003

[22]: Ghassemi, Abbas. *Wind Energy. Renewable Energy and the Environment*. CRC Press Segunda edición, 2014. ISBN: 13:978-1-4665-816-6

[23]: Racero Armario, Cristóbal. *Viabilidad de un Parque Eólico con Sistema de Almacenamiento de Energía Mediante el uso de Modelos de Predicción*. Dirigida por Jesús Riquelme Santos y Manuel Burgos Payán. Trabajo fin de grado. Universidad de Sevilla, departamento de energía eléctrica. 2012. Disponible en web: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5116/fichero/Portada.pdf>

[24]: Danish Wind Industry Association. *Emplazamiento. Efecto túnel* [en línea]. [Consulta 17 de abril de 2015]. Disponible en web: http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/speedup.htm

[25]: Danish Wind Industry Association. *Emplazamiento. Condiciones marinas* [en línea]. [Consulta 17 de abril de 2015]. Disponible en web: http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/offshore.htm

[26]: Earth Wind Map. *Earth* [en línea]. [Consulta 17 de marzo 2015 (19:50h)]. Disponible en web:
<http://earth.nullschool.net/>

[27]: Danish Wind Industry Association. *Wind. Global winds* [en línea]. [Consulta 18 de marzo 2015]. Disponible en web:
<http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/globwin.htm>

[28]: European Wind Atlas. *Wind Resource. Wind maps* [en línea]. [Consulta 19 de marzo de 2015]. Disponible en web:
http://mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Wind%20energy%20online%20reader/Static_pages/wind_maps.htm

[29]: Universidad Politécnica de Valencia. *Orientación de pistas* [en línea]. [Consulta 19 de marzo de 2015]. Disponible en web:
<http://ingenieriaaeroportuaria.blogs.upv.es/2013/04/24/tema-6-orientacion-de-pistas/>

[30]: 4coffshore. *Monopile Support Structures* [en línea]. [Consulta 14 de abril de 2015]. Disponible en web:
<http://www.4coffshore.com/windfarms/monopiles-support-structures-aid269.html>

[31]: DNV. *Improving offshore wind turbine structure* [en línea]. [Consulta 14 de abril de 2015] disponible en web:
<http://www.dnvkema.com/innovations/wind-energy/grouted-connections.aspx>

[32]: MEC MEX. *Protección anticorrosiva de la energía eólica offshore* [en línea]. [Consulta 14 de abril de 2015]. Disponible en web:
<http://mecmex.com/proteccion-anticorrosiva-de-la-energia-eolica-offshore-2/>

[33]: Vici Ventus. *Offshore Wind Turbines: Concrete Foundations* [en línea]. [Consulta 14 de abril de 2015]. Disponible en web:
http://www.viciventus.no/getfile.php/Dokumenter/GBF_product_sheet_231111.pdf

[34]: Offshore Wind. *Statoil Signs Hywind Deal with Aibel* [en línea]. [Consulta 14 de abril de 2015]. Disponible en web:
<http://www.offshorewind.biz/2014/07/09/statoil-signs-hywind-deal-with-aibel/>

[35]: Danish Wind Industry Association. *Componentes de un aerogenerador. Multiplicador* [en línea]. [Consulta 19 de abril de 2015]. Disponible en web:
http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wtrb/comp/index.htm

[36]: Renovetec. *Partes de un aerogenerador* [en línea]. [Consulta 19 de abril de 2015]. Disponible en web:
<http://www.renovetec.com/articulos/partesaerogenerador.html>

[37]: Deutsche Welle. *Scientist race to develop floating wind farms* [en línea]. [Consulta 20 de abril de 2015]. Disponible en web:
<http://www.dw.de/scientists-race-to-develop-floating-wind-farms/a-16540081>

[38]: Offshore Energy Center. *2000 Technology Pioneers. Drilling (Mobile Drilling Units). First & Second Generation Semi Submersible Drilling Rigs* [en línea]. [Consulta 20 de abril de 2015]. Disponible en web:
<http://www.oceanstaroec.com/fame/2000/semisubmersible.htm>

- [39]: Rigzone. *How do mooring systems work?* [en línea]. [Consulta 21 de abril de 2015]. Disponible en web: http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=358&c_id=17
- [40]: [3.23]: SEMS. *Mooring anchors* [en línea]. [Consulta 21 de abril de 2015]. Disponible en web: <http://sems-offshore.weebly.com/mooring-anchors.html>
- [41]: Journée, J.M.J y Massie, W.W. *Offshore Hydromechanics. Chapter 2*. Ed.: Delft University of Technology, enero 2001 Holanda.
- [42]: Wilson, Jerry D. y Buffa, Anthony J. *Sólidos y fluidos. Física*, Pearson educación, México, 2003. ISBN: 970-26-0425-7
- [43]: Navarro Eugena, Carlos y Pérez Castellanos, José Luis. *Inestabilidad elástica. Pandeo* [en línea]. [Consulta 23 de abril de 2015]. Disponible en web: http://ocw.uc3m.es/mecanica-de-medios-continuos-y-teoria-de-estructuras/ingenieria-estructural/material-de-clase-1/apuntes/Capitulo_5.-Inestabilidad_elastica_Pandeo.pdf
- [44]: Encyclopædia Britannica. *Centre of gravity* [en línea]. [Consulta 26 de abril de 2015]. Disponible en web: <http://global.britannica.com/EBchecked/topic/242556/centre-of-gravity>
- [45]: Planetseed. *Aprende sobre flotación y estabilidad. Centro de flotabilidad* [en línea]. [Consulta 26 de abril de 2015]. Disponible en web: <http://www.planetseed.com/es/mathsolution/flotacion-y-estabilidad-centro-de-gravedad>
- [46]: Olivella Puig, Joan. *Teoría del buque. Flotabilidad y estabilidad*. Ed.: Edicions UPC. Segunda edición; reimpresión marzo de 2013, Barcelona. ISBN: 978-84-9880-30-1
- [47]: Mégel, Jacques y Kliava, Janis. *On the buoyancy forcé and the metacentre* [en línea]. Estudio del departamento UFR de Physique de la Université de Bordeaux. Francia. [Consulta 27 de abril de 2015]. Disponible en web: <http://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/0906/0906.1112.pdf>
- [48]: Sails Skills. *Stability. GZ Curve* [en línea]. [Consulta 28 de abril de 2015]. Disponible en web: http://sailskills.co.uk/Stability/sailskills_stability_stability_explained_righting_GZ_curves.html
- [49]: Jun Zhang. *Introduction to ocean & coastal engineering*. [Presentación]. Departamento Ocean Environment & waves.
- [50]: Universidad Técnica Federico Santa María. Departamento de Matemáticas. *Solución lineal de la ecuación de ondas. Propagación del oleaje. "Teoría de Airy"* [en línea]. [Consulta 29 de abril de 2015]. Disponible en web: <http://docencia.mat.utfsm.cl/~mat024/2011-1/images/a/ac/SOLUCION LINEAL DE LA ECUACION DE ONDAS.pdf>
- [51]: Galmes Giralt, José Luis. *Diseño innovador de diques verticales con geometría cilíndrica* [en línea]. Dirigida por: Monso de Prat, José Luis. Tesina. Universidad Politècnica de Catalunya. Departament d'Enginyeria Hidràulica, Marítima i Ambiental. Abril de 2005. Disponible en web: <http://upcommons.upc.edu/pfc/handle/2099.1/3262?locale=es>

- [52]: Aranzadi de Miguel, Paula. *Valoración del entorno del entorno de simulación SESAM para el diseño de una estructura marina de tipo celosía* [en línea]. Dirigido por: Sanz Corretge, Francisco Javier. Proyecto fin de carrera. Universidad Pública de Navarra. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales y de Telecomunicación. Septiembre de 2010. Disponible en web:
<http://academica-e.unavarra.es/handle/2454/1845>
- [53]: Massachusetts Institute of Technology. *Linearized (Airy) Wave Theory* [en línea]. [Consulta 29 de abril de 2015]. Disponible en web:
http://web.mit.edu/fluids-modules/www/potential_flows/LecturesHTML/lec19bu/node3.html
- [54]: Journée, J.M.J y Massie, W.W. *Offshore Hydromechanics. Chapter 5*. Ed.: Delft University of Technology, enero 2001 Holanda.
- [55]: Cañamero Torres, Francisco. *Análisis de estructuras offshore sometidas a la acción del oleaje mediante ANSYS* [en línea]. Dirigido por: Rodríguez-Tembleque Solano, Luis y Gonzáles Pérez, José Ángel. Proyecto fin de carrera. Universidad de Sevilla. Escuela Técnico Superior de Ingenieros. Disponible en:
<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4791/>
- [56]: Palomino Monzón, María del Carmen y Almazán Garete, José Luis. *Descripción, medida y análisis del oleaje* [en línea]. E.T.S Ingenieros de Canales Caminos y Puertos. Año 2000. ISBN: 84-7493-289-0. Disponible en web:
<http://www.almazan-ingenieros.es/data/archivo/Descripcion,%20medida%20y%20analisis%20del%20oleaje.pdf>
- [57]: Journée, J.M.J y Massie, W.W. *Offshore Hydromechanics. Chapter 12*. Ed.: Delft University of Technology, enero 2001 Holanda
- [58]: Ruinen, Roderick. *Use of drag embedment anchor for floating wind turbines*. Vryhof Anchors BV.
- [59]: Chryssostomos Chryssostomidis, and Yuming Liu. *2.019 Design of Ocean Systems, Spring 2011* [en línea]. (Massachusetts Institute of Technology: MIT OpenCourseWare). [Consulta 4 de junio de 2015]. Disponible en web:
<http://ocw.mit.edu>
- [60]: Vryhof. *Mooring systems. Spread mooring* [en línea]. [Consulta 4 de junio de 2015]. Disponible en web:
http://www.vryhof.com/pdf_2010/Mk5-MooringSystem.pdf
- [61]: Delft Dredging Engineering. *Offshore Moorings. Catenary or Taut?* [en línea]. [Consulta 4 de junio de 2015]. Disponible en web:
<http://www.dredgingengineering.com/moorings/overview/Tool%20Ibb.html>
- [62]: Brommundt, Matthias y otros. *Mooring system optimization for floating wind turbines using frequency domain analysis* [en línea]. Department of civil and transport engineering, Norwegian University of Science and Technology. Disponible en web:
http://ac.els-cdn.com/S1876610212011514/1-s2.0-S1876610212011514-main.pdf?_tid=51b721d8-0ae3-11e5-9e33-00000aacb35d&acdnat=1433440895_50313f1c88842362b01aeeb23d3439f9

[63]: Matha, Denis. *Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform, with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts* [en línea]. Dirigido por Jason Jonkman y Tim Fischer. Tesis doctoral. National Renewable Energy Laboratory y University of Stuttgart. Abril de 2009. Disponible en web: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/45891.pdf>

[64]: National Oceanic and Atmospheric Administration. *Bathymetry & Digital Elevation Models* [en línea]. [Consulta 4 de mayo de 2015]. Disponible en web: <http://maps.ngdc.noaa.gov/viewers/bathymetry/>

[65]: Jordi Segalés Torras. *Diseño, cálculo y verificación de un aerogenerador marino con fondeo TLP* [en línea]. Dirigido por: Julio García Espinosa. Proyecto fin de carrera. Universitat Politècnica de Catalunya. Facultat de Nàutica de Barcelona. Año 2011. Disponible en web: <http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/13712/1/Dise%C3%B1o%20y%20verificaci%C3%B3n%20de%20un%20aerogenerador%20marino%20con%20fondeo%20TLP.pdf>

[66]: Vista al mar. *Aprobado el mapa eólico marino en España* [en línea]. [Consulta 5 de mayo de 2015]. Disponible en web: <http://www.vistaalmar.es/ciencia-tecnologia/ingenieria-innovacion/616-aprobado-el-mapa-eolico-marino-en-espana.html>

[67]: The Wind Atlas Analysis and Application Program. *Software download. WAsP 11 Package* [en línea]. [Consulta 5 de mayo de 2015]. Disponible en web: <http://www.wasp.dk/Download/Software>

[68]: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Manual de uso* [en línea]. [Consulta 5 de mayo de 2015]. Disponible en web: <http://atlaseolico.idae.es/index.php?pag=manual#calculo>

[69]: Vestas Wind Systems A/S. *V80-2.0MW. The North American variant* [en línea]. [Consulta 5 de mayo de 2015]. Disponible en web: http://www.vestas.com/Files%2FFiler%2FAME%2FBrochures%2FFactSheet_V80-2_0MW_US.pdf

[70]: Puerto de A Coruña. *Boya Cabo Silleiro* [en línea]. [Consulta 5 de mayo de 2015]. Disponible en web: <http://cma.puertocoruna.com/intranet/instrumentacion/Ocenaografia/RedAguasProfundas/oAguasProfundas.aspx?boya=Silleiro>

[71]: Puerto de A Coruña. *Boya Villano-Sisargas* [en línea]. [Consulta 5 de mayo de 2015]. Disponible en web: <http://cma.puertocoruna.com/intranet/instrumentacion/Ocenaografia/RedAguasProfundas/oAguasProfundas.aspx?boya=Sisargas>

[72]: Puerto de A Coruña. *Boya Estaca de Bares* [en línea]. [Consulta 5 de mayo de 2015]. Disponible en web: <http://cma.puertocoruna.com/intranet/instrumentacion/Ocenaografia/RedAguasProfundas/oAguasProfundas.aspx?boya=Estaca>

[73]: Santiago de Guzmán Montón. *Plataforma offshore para un aerogenerador de 5 MW* [en línea]. Dirigido por Ignacio Díez de Ulzurrun Romeo y Miguel Ángel Herreros Sierra. Proyecto fin de carrera. Universidad Politécnica de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales. Año 2011. Disponible en web:
<http://oa.upm.es/8569/>

[74]: Kumar Mitra, Niladri. *Fundamental of Floating Production System*. Ed.: Allied Publisher. Año 2009 New Delhi. ISBN: 978-81-8424-389-5

[75]: Siemens. *Wind Turbine SWT-4.0-120* [en línea]. [Consulta 21 de mayo de 2015]. Disponible en web:
<http://www.energy.siemens.com/mx/en/renewable-energy/wind-power/platforms/g4-platform/wind-turbine-swt-4-0-120.htm#content=Technical%20Specification>

[76]: Bhattacharyya, S.K.; Sreekumar, S. & Idichandy, V.G. Coupled dynamics of SeaStar mini tension leg platform. *Ocean Engineering*. Vol. 30 (2002); págs.: 709-737.

[77]: Abdelkaer, S.M y otros. *El hormigón y el mar* [en línea]. [Consulta 21 de mayo de 2015]. Disponible en web:
<http://www.interempresas.net/ObrasPublicas/Articulos/51572-El-hormigon-y-el-mar.html>

[78]: Lefebvre, Simon & Collu, Maurizio. Preliminary design of a floating support structure for a 5MW offshore wind turbine. *Ocean Engineering*. Vol 40. (2012) págs.: 15-26

[79]: Stewart, G.; Lackner, M. y otros. *Calibration and validation of a FAST Floating Wind Turbine Model of the DeepCwind Scaled Tension-Leg Platform* [en línea]. University of Massachusetts, National Renewable Energy Laboratory y la University of Maine. Junio de 2012. Disponible en web:
<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54822.pdf>

[80]: National Renewable Energy Laboratory. *NREL Offshore Bline 5 MW* [en línea]. [Consulta 23 de mayo de 2015]. Disponible en web:
<http://wind.nrel.gov/public/jjonkman/NRELOffshrbline5MW/>

[81]: Compassis. *SeaFEM -validation case 5. Semisubmersible structure GVA 4000* [en línea]. [Consulta 25 de mayo de 2015]. Disponible en web:
http://www.compassis.com/downloads/Manuals/Validation/SeaFEM-v13.0.0-ValTest5-GVA_4000_semi_submersible_structure.pdf

[82]: Antoni Canela Mata y Jordi Segalés Torras. *Realización de un tutorial de SeaFEM para analizar el comportamiento de estructuras en la mar*. Dirigido por: Xavier Martínez. Tesis de máster. Facultad Náutica de Barcelona; Universitat Politècnica de Catalunya. 7 de mayo de 2013

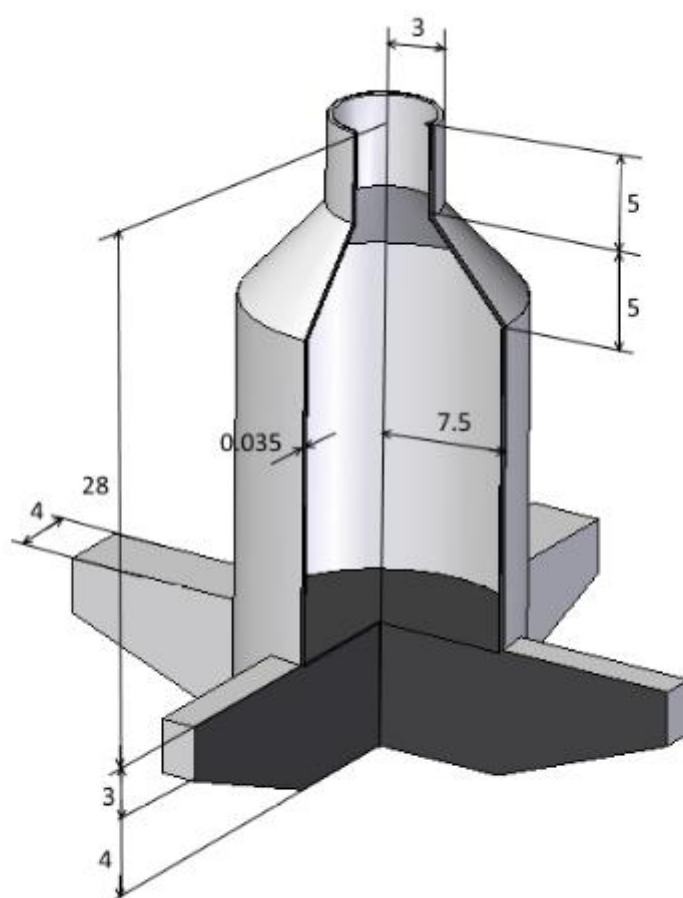
[83]: Naval Engineering Education Center [NEECvideos]. (9 de mayo de 2014). Naval Arch 03 – Intact Stability [Archivo de vídeo]. Recuperado de:
<https://www.youtube.com/watch?v=XJU7ACOKjYI>

[84]: Det Norske Veritas. Design of offshore steel structures, general (LRFD Method). DNV-OS-C101. Abril 2011

[85]: Det Norske Veritas. Metallic Materials. DNV-OS-B101. Abril 2009

[86]: Di Pietro, Joshua. *Structural Analysis and Design of Floating Wind Turbine Systems*. B.S. Naval Architecture and Marine Engineering United States Coast Guard Academy. Massachusetts Institute of Technology. Junio 2009

Anexo: Estructura TLP acotada



Cotas en metros.